RCS : NANTERRE
Code greffe : 9201

Documents comptables

REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIETES

Le greffier du tribunal de commerce de NANTERRE atteste l'exactitude des informations transmises ci-après

Nature du document : Documents comptables (B-C)

Numéro de gestion : 2010 B 02949
Numéro SIREN : 542 107 651
Nom ou dénomination : ENGIE

Ce dépôt a été enregistré le 24/05/2022 sous le numéro de dépôt 13590

Certifié conforme,
le Secrétaire du Conseil d'Administration

François-Régis Mouret

DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2021

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL



1 E 5

1.1 Histoire et organisation RFA 8
1.2 Stratégie et objectifs RFA 12
1.3 Recherche, technologies, et innovation 13
1.4 Performance financière RFA 14
1.5 Performance RSE RFA 18
1.6 Présentation des activités du Groupe 20
1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 35

2 3 E E E

2.1 Processus de gestion des risques RFA 39
2.2 Facteurs de risque RFA 41
2.3 Procédures de contrôle interne RFA 66

3 o E E E E E r RFA

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 70
3.2 Modèle d'affaires 75
3.3 Analyse des principaux enjeux et risques RSE 77
3.4 Informations sociales 88
3.5 Informations environnementales 104
3.6 Informations sociétales 113
3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 115
3.8 Éthique et compliance 116
3.9 Plan de vigilance 119
3.10 Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière 123
3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 126

4 5

4.1 Organes d'administration RFA 130
4.2 Dialogue actionnarial RFA 159
4.3 Direction Générale RFA 160
4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction RFA 161
4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 178
4.6 Code de gouvernement d'entreprise 182
4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 183

5 - E E E E

5.1 Informations sur le capital RFA 186
5.2 Titres non représentatifs du capital RFA 188
5.3 Obligations vertes 189
5.4 Actionnariat RFA 199
5.5 Calendrier des communications financières 201

6 - E

6.1 Examen de la situation financière RFA 204
6.2 Comptes consolidés RFA 223
6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés RFA 341
6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2021 RFA 347
6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels RFA 393

7 - E

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 400
7.2 Contrats importants 401
7.3 Litiges et arbitrages RFA 402
7.4 Documents accessibles au public 402
7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel RFA 402
7.6 Table de conversion 403
7.7 Unités de mesure 403
7.8 Sigles et acronymes 404
7.9 Glossaire 405
7.10 Index thématique 408
7.11 Table de concordance 410

RFA Les éléments du Rapport financier Annuel sont identifiés dans le sommaire à l'aide du pictogramme

0 E E

2021

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL



AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

Le présent Document d'enregistrement universel a été déposé le 9 mars 2022 sous le numéro D22-0079 auprès de l'AMF, en sa qualité d'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement. Le Document d'enregistrement universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de titres financiers ou de l'admission de titres financiers à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note d'opération et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au Document d'enregistrement universel. L'ensemble alors formé est approuvé par l'AMF conformément au règlement (UE) 2017/1129.

Le rapport financier annuel est une reproduction de la version officielle du rapport financier annuel qui a été établie au format ESEF (*European Single Electronic Format*) et est disponible sur le site www.engie.com.

MESSAGE DU PRÉSIDENT & DE LA DIRECTRICE GÉNÉRALE

Accélérer la transition énergétique est au cœur de la stratégie d'ENGIE. En 2021, le Groupe a réaffirm sa stratégie industrielle et s'est engagé dans la transformation de son organisation. Les fondations sont posées pour une croissance durable à long-terme, alignée avec sa raison d'être. Tout est en place pour que 2022 soit une année de croissance, à l'offensive.

2021 a été marquée par une mobilisation renouvelée en faveur du climat, mais aussi par de fortes tensions sur les marchés de l'énergie. Quel bilan ENGIE en dresse-t-il ? Comment ces tendances se re ètent-elles dans la stratégie du Groupe ENGIE ?

Jean-Pierre Clamadieu – 2021 marque en effet un tournant. Les lignes bougent, avec des initiatives politiques qu'il faut saluer. Aux États-Unis, le Président Biden a pris, dès son investiture, l'initiative de réintégrer l'Accord de Paris. Lors de la COP26, pour la première fois les États ont ouvert la voie à une sortie progressive des énergies fossiles. Le cadre mis en place à Paris en 2015 est désormais complété et fonctionnel. La mobilisation des acteurs économiques, autour de coalitions volontaires, est un remarquable accélérateur.

En Europe aussi, la mobilisation est là. Le Conseil européen s'est donné pour ambition la neutralité carbone en 2050 et un objectif de réduction de 55 % des émissions en 2030 par rapport à la situation de 1990. Et la Commission européenne a produit un ensemble de propositions législatives « *Fit for 55* » destiné à assurer la réalisation de ces objectifs. C'est une transformation majeure de notre économie qui est engagée et ENGIE est déterminé à en être un acteur important.

Les orientations stratégiques arrêtées par le Conseil en juillet 2020 s'appuyant sur la raison d'être du Groupe inscrite dans nos statuts à l'Assemblée Générale de 2020 ont conduit à xer des priorités claires et à y affecter des ressources importantes. L'année 2021 a vu le Groupe, sous l'autorité de Catherine et de son équipe, réaliser des avancées majeures dans la mise en œuvre de ces orientations et nous abordons 2022 avec beaucoup d'enthousiasme et la volonté de poursuivre notre transformation.

Catherine MacGregor – Le Groupe s'est donné comme objectif d'être « Net Zéro Carbone » sur ses trois scopes d'ici 2045 en suivant une trajectoire « well below 2°C ». Toutes nos équipes sont mobilisées autour de cet objectif, avec enthousiasme, et ce, malgré une situation sanitaire qui reste diffi ile. Je veux ici, à nouveau, les en remercier.

Dans ce contexte de forte reprise et de tension offre-demande, nous avons assisté à une hausse historique des prix de l'énergie. Cette ambée des prix et son impact sur les consommateurs et nos industries nous rappellent combien le coût de la transition énergétique sera un facteur essentiel de sa réussite. Nous devons collectivement faire preuve de pragmatisme, en capitalisant le plus possible sur les infrastructures existantes tout en faisant dès maintenant des choix forts, pour permettre l'émergence de solutions décarbonées. Au-delà des renouvelables qui sont un véritable atout pour la France et qui méritent d'être développés dans les meilleures conditions avec les territoires, je pense notamment aux gaz renouvelables, qui pourront s'appuyer sur nos infrastructures gazières pour leur transport, stockage et distribution, au sein d'un mix énergétique équilibré et bas carbone.

2021 a donc été une bonne année pour ENGIE ?

Catherine MacGregor : Oui, une année de transformation et d'af rmation. En accord avec le Conseil d'Administration, nous avons recentré nos activités autour de nos quatre cœurs de métiers : les renouvelables bien sûr, les solutions énergétiques, les infrastructures et la production thermique couplée à la fourniture d'énergie. Nous avons réaf rmé l'approche industrielle du Groupe, et la priorité que nous accordons à l'excellence opérationnelle. ENGIE a ainsi réalisé en 2021 une croissance solide avec, notamment la mise en service de 3 GW supplémentaires d'actifs renouvelables et d'importants contrats remportés dans les solutions énergétiques, comme celui avec l'université de Georgetown aux États-Unis. Nous avons en n conclu plusieurs partenariats stratégiques dans le domaine des gaz renouvelables, avec CMA-CGM pour décarboner le transport maritime, ou avec Masdar aux Émirats arabes unis pour développer l'hydrogène renouvelable.

La cession d'EQUANS, nalisée par ailleurs dans de bonnes conditions, offrira aux équipes de formidables opportunités de développement.

Je déplore néanmoins nos mauvais résultats en matière de santé sécurité. Nous sommes pleinement mobilisés et renforçons notre action, partout où nous intervenons – aussi bien avec nos équipes qu'avec nos contractants.

Comment ENGIE aborde-t-il 2022 ?

Jean-Pierre Clamadieu : 2022 est une année charnière car elle verra poser le cadre réglementaire européen ouvrant la voie à une transition résiliente et abordable. Les choix qui se dessinent sont cohérents avec les priorités stratégiques dé nies par le Conseil d'Administration, qui visent à positionner le Groupe comme l'un des leaders de la transition énergétique. Nous nous renforçons dans la production d'électricité renouvelable mais aussi de chaleur et de gaz décarbonés. Je suis pour ma part convaincu du rôle essentiel que l'hydrogène vert peut jouer pour permettre cette transition énergétique ef cace et abordable en Europe et nous disposons de toutes les compétences nécessaires pour contribuer à faire émerger cette lière industrielle. Nous poursuivrons également notre croissance dans les solutions énergétiques en accompagnant la décarbonation de nos clients. Recentré sur nos grands métiers, et ayant dégagé des moyens nanciers conséquents, nous mobilisons toutes nos ressources pour atteindre les objectifs de croissance ambitieux que nous avons présentés en mai dernier.

Catherine MacGregor : En 2022, ENGIE est à l'offensive avec des priorités claires, au premier rang desquelles la santé-sécurité. Le Groupe a par ailleurs con rmé des investissements de croissance dans les renouvelables et les infrastructures de l'ordre de 15 à 16 milliards d'euros entre 2021 et 2023. Nous visons ainsi de mettre en service 4 GW de capacités



Catherine MacGregor
Directrice Générale

Jean-Pierre Clamadieu
Président du Conseil d'Administration

renouvelables additionnelles cette année. En 2022 comme en 2021, le modèle intégré d'ENGIE nous positionne pour atteindre nos ambitions de croissance. Grâce à une forte expertise en *energy management*, il permet de combiner production d'énergie renouvelable avec production d'énergie exible et activités de fourniture d'énergie et de solutions énergétiques. Accroître notre excellence opérationnelle constitue dans ce contexte un enjeu majeur. Nous pouvons compter pour cela sur des atouts solides : une approche industrielle couplée à un fort ancrage local ainsi qu'une capacité d'écoute et de co-construction avec l'ensemble de nos parties prenantes.

A l'heure où le monde connait une crise historique avec la guerre menée en Ukraine par la Russie, comment réagit le Groupe?

Jean-Pierre Clamadieu : ENGIE a vivement condamné l'invasion de l'Ukraine et nous nous sommes bien sûr engagés à nous conformer en tout point aux sanctions applicables. Nous avons exprimé notre solidarité envers les populations affectées et nos collaborateurs touchés par ces événements. Nos équipes sont mobilisées et agissent sur le terrain avec l'appui de la Fondation ENGIE. Le Groupe est solide et nous pouvons aborder cette nouvelle crise avec con ance et dans un esprit de solidarité.

Catherine MacGregor : En tant qu'acteur mondial, nous assumons nos responsabilités. ENGIE mobilise toutes ses ressources pour assurer la sécurité de ses collaborateurs touchés par le con it ainsi que la sécurité des approvisionnements de ses clients. En 2021, la part des ventes et consommations mondiales en gaz du Groupe en provenance de Russie était de l'ordre de 20%. Nous travaillons à la diversifi ation de notre portefeuille en nous appuyant sur des contrats d'approvisionnements en provenance d'autres pays comme la Norvège, l'Algérie ou les États-Unis auprès de qui nous avons récemment accrus nos importations.

Dans cet environnement très compétitif, comment continuez-vous à attirer les talents ?

Catherine MacGregor : Les talents, et les jeunes en premier lieu, sont en quête de sens et d'impact, une tendance amorcée il y a déjà quelques années, mais qui s'est accentuée avec la crise sanitaire . Ils souhaitent apporter leur contribution aux grands dé s environnementaux et sociétaux auxquels nous sommes confrontés. ENGIE est à ce titre une entreprise qui offre une opportunité unique, celle de relever collectivement le défi de la transition énergétique. Ces deux dernières années nous ont également montré différentes manières de travailler dont nous intégrons les aspects positifs, comme le fait d'apporter plus de exibilité à nos collaborateurs. Nous devons donner toute leur place aux femmes dans le management, et accroître la diversité de genre, de nationalité ou de parcours, à tous les niveaux de l'entreprise. Notre premier capital est humain : ce sont les femmes et les hommes qui y travaillent qui font ENGIE… et son succès !

Jean-Pierre Clamadieu : Nos équipes ont démontré un engagement et une mobilisation exemplaires dans le contexte éprouvant de la pandémie et alors que nous engagions une transformation très ambitieuse. Je souhaite les en remercier très chaleureusement. Un point d'attention est bien sûr la nécessité de renforcer la culture du Groupe en matière de santé-sécurité. C'est un sujet auquel le Conseil est très attentif. Au-delà je suis convaincu que nous offrons à nos équipes et à tous ceux qui souhaitent nous rejoindre l'opportunité de participer à l'aventure de la transition énergétique et climatique qui constitue le défi essentiel des prochaines décennies pour préserver notre planète.

ENGIE est un leader mondial de la transition énergétique

Notre raison d'être

Accélérer la transition vers une économie neutre en carbone

Inscrite dans les statuts du Groupe, "la raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires, et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée".

Résultats financiers 2021

57,9 Mds€
de chiffre d'affaires

6,1 Mds€
d'EBIT

2,9 Mds€
de Résultat Net Récurrent part du Groupe des activités poursuivies

4,3 Mds€
de CAPEX de croissance

Notation
"strong investment grade"

Ratio dette économique nette / EBITDA
3,6x

Proposition d'un dividende 2021 de
0,85€
par action

Objectifs RSE 2030

43 Mt
d'émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie

50 %
de femmes managers dans le Groupe

58 %[1]
de capacités de production d'électricité renouvelable

ENGIE en chiffres (2)

101 504
salariés
(+ **69 970** EQUANS)

34 GW
de capacité installée de production électrique renouvelable
(+ 3 GW en 2021)

23 GW
de capacité installée d'infrastructures énergétiques urbaines et décentralisées (3)

+ 300 000 km
de réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité

60 GW
de capacité installée de production électrique thermique

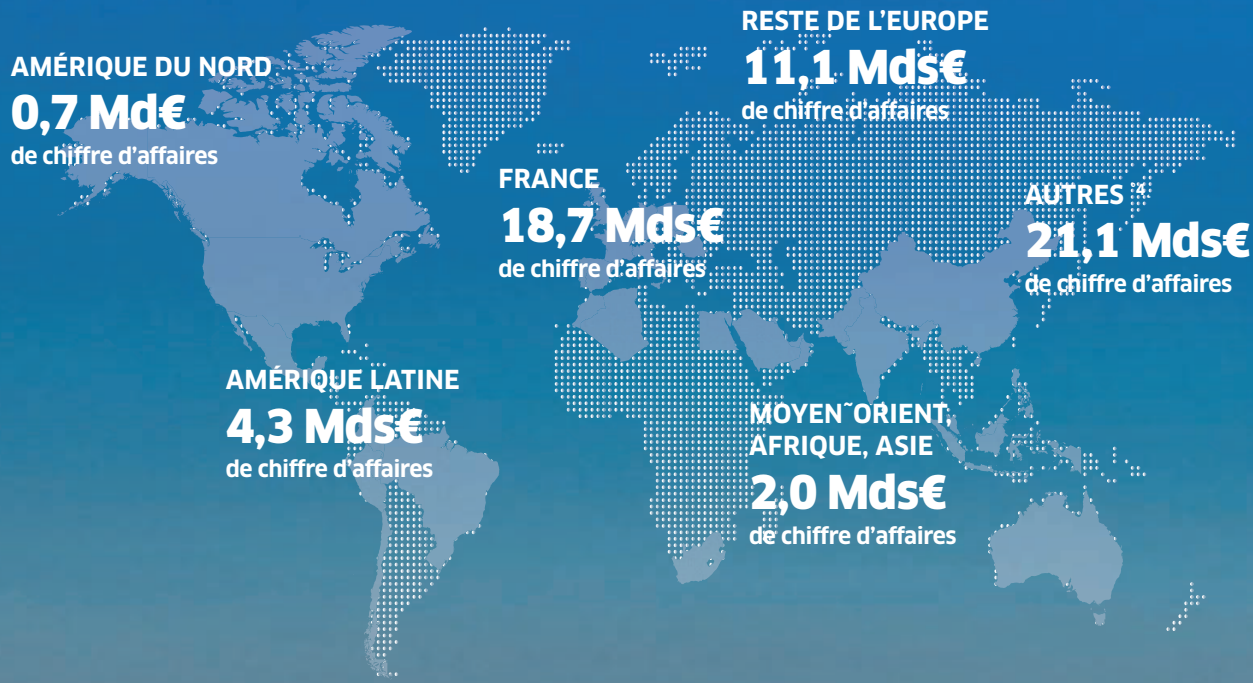
22,3 M
de contrats de fourniture d'énergie B2C

6,2 GW
de capacité installée de production électrique d'origine nucléaire

14,3 Mds€
d'obligations vertes émises depuis 2014

Nos métiers :

- **RENOUVELABLES**
- **INFRASTRUCTURES**
- ***ENERGY SOLUTIONS***
- **PRODUCTION THERMIQUE**
- **FOURNITURE D'ÉNERGIE**
- **NUCLÉAIRE**
- ***GLOBAL ENERGY MANAGEMENT SALES***
- **AUTRES**



1 - Comptabilisation à 100 % des capacités
2 - Au 31 décembre 2021
3 - À 100 %
4 - Englobant GEMS, Tractebel, GTT, Hydrogène et les activités de *holding* et Corporate

Rapport financier annuel, rapport de gestion et rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

Le présent Document d'enregistrement universel intègre :

- tous les éléments du rapport financier annuel mentionné au I de l'article L.451-1-2 du Code monétaire et financier ainsi qu'à l'article 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers (AMF) ;
- toutes les mentions obligatoires du rapport de gestion du Conseil d'Administration à l'Assemblée Générale Annuelle du 21 avril 2022 prévu à l'article L. 225-100 du Code de commerce et
- tous les éléments du rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise prévu à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

En Section 7.11 du présent Document d'enregistrement universel figure une table de concordance entre les documents mentionnés par ces textes et les rubriques correspondantes du présent document.

Incorporation par référence

En application de l'article 19 du règlement (UE) n° 2017/1129 du 14 juin 2017, le présent Document d'enregistrement universel incorpore par référence les informations suivantes auxquelles le lecteur est invité à se reporter :

- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2020 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 197 à 220, et 221 à 333 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 17 mars 2021 sous le numéro D. 21-0142 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2019 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 196 à 216 et 217 à 345 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 18 mars 2020 sous le numéro D. 20-0141.

Les informations incluses dans ces documents, autres que celles visées ci-dessus, sont, le cas échéant, remplacées ou mises à jour par les informations incluses dans le présent Document d'enregistrement universel. Ces Documents sont accessibles dans les conditions décrites à la Section 7.4 "Documents accessibles au public" du présent Document d'enregistrement universel.

Indications prospectives et données de marché

Le présent Document d'enregistrement universel contient des indications prospectives, notamment à la Section 1.1 "Histoire et organisation", à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe" et à la Section 6.1.1.1.2 "Perspectives et Guidance 2022-2024". Ces indications ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme une garantie que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints, ceux-ci étant par nature soumis à des aléas et des facteurs externes, tels que ceux présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle".

Sauf indication contraire, les données de marché figurant dans le présent Document d'enregistrement universel sont issues des estimations internes d'ENGIE sur la base des données publiquement disponibles.

Note

Dans le présent Document d'enregistrement universel, les termes "ENGIE" ou la "Société" ou "l'Émetteur" ou "l'Entreprise" désignent la société anonyme ENGIE. Le terme "Groupe" désigne ENGIE et ses filiales.

Une table de conversation, une liste des unités de mesure, des sigles et acronymes, un glossaire des termes techniques les plus utilisés, ainsi qu'un index thématique figurent aux Sections 7.6, 7.7, 7.8, 7.9 et 7.10 du présent Document d'enregistrement universel.

Des exemplaires du présent Document d'enregistrement universel sont disponibles sans frais sur le site internet de la Société (www.engie.com), sur le site internet de l'Autorité des marchés financiers (www.amf-france.org) ainsi qu'auprès d'ENGIE, 1 place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie (France).

1

E

5

1.1 Histoire et organisation 8

1.1.1 Présentation 8
1.1.2 Histoire et évolution de la société 8
1.1.3 Organisation du Groupe 9

1.2 Stratégie et objectifs 12

1.2.1 Des priorités et une feuille de route clarifiées 12
1.2.2 Un engagement effectif pour la transition énergétique 12
1.2.3 Les objectifs stratégiques déclinés par métier 12
1.2.4 Performance interne 13

1.3 Recherche, technologies, et innovation 13

1.4 Performance financière 14

1.4.1 Faits marquants 2021 14
1.4.2 Objectifs financiers pour la période 2022-2024 15
1.4.3 Chiffres clés financiers 2021 17

1.5 Performance RSE 18

1.5.1 Politique RSE 18
1.5.2 Atteinte des objectifs RSE à horizon 2030 19
1.5.3 Notations RSE 20

1.6 Présentation des activités du Groupe 20

1.6.1 GBU Renouvelables 20
1.6.2 GBU Infrastructures 22
1.6.3 GBU *Energy Solutions* 26
1.6.4 GBU Production Thermique & Fourniture d'Énergie 29
1.6.5 Nucléaire 32
1.6.6 Autres - dont *Global Energy Management & Sales* (GEMS) 33
1.6.7 Activités non poursuivies - EQUANS 34

1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 35

1.1 Histoire et organisation

1.1.1 Présentation

"La raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée".

ENGIE est un *leader* européen et mondial (1) dans les domaines de la production d'électricité bas carbone, des infrastructures énergétiques centralisées et décentralisées, et des services associés :

- **production d'énergie renouvelable** : ENGIE est le 2e opérateur hydraulique et le 1er dans l'éolien et le solaire réunis en France et 2e développeur en Europe. Il est l'un des *leaders* mondiaux (2) des contrats long-terme pour les entreprises (*corporate PPAs*) avec plus de 2,1 GW signés en 2021, le 1er producteur indépendant d'hydroélectricité au Brésil et un acteur pionnier dans l'éolien en mer flottant ;
- **infrastructures énergétiques centralisées :** le Groupe est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe, notamment par l'intermédiaire de filiales indépendantes, avec un portefeuille comprenant réseaux de transport, réseaux de distribution, stockage et terminaux GNL. Il est également un acteur important en Amérique latine, notamment au Mexique, au Brésil et au Chili, opérant des réseaux de transport de gaz et d'électricité ;
- **infrastructures énergétiques décentralisées et services à l'énergie :** ENGIE est l'opérateur de référence dans le domaine des réseaux de chaleur et de froid : le 1er opérateur mondial de réseaux de froid et 3e opérateur privé de réseaux de chaleur (en TWh). Le Groupe est un *leader* dans les services d'efficacité énergétique (contrats de performance énergétique notamment). Il a une position de *leadership* sur les nouveaux segments de l'énergie distribuée bas-carbone (utilités sur site, dont la fourniture de vapeur, de chaleur, d'air comprimé, d'hydrogène, etc.), dans le solaire photovoltaïque décentralisé pour les clients industriels et commerciaux, ainsi que dans les solutions de mobilité bas carbone (électrique, biogaz, hydrogène renouvelable) et les micro-réseaux ;
- **production d'électricité bas carbone et fourniture de gaz et électricité** : le Groupe compte parmi les principaux acteurs en Europe en matière de production électrique et est l'acteur de référence du nucléaire en Belgique. Dans le monde, ENGIE fournit du gaz et de l'électricité, avec plus de 22 millions de contrats, à des clients finaux dont près de la moitié se situe hors de France. En Europe, ENGIE est parmi les premiers vendeurs et importateurs de gaz. En France, ENGIE est le *leader* historique de la commercialisation de gaz et le deuxième producteur et fournisseur d'électricité. En Belgique, ENGIE est, par le biais de sa filiale Electrabel, le premier producteur et fournisseur d'électricité et est fournisseur de gaz naturel.

Le Groupe s'appuie sur ses expertises clés (production d'électricité renouvelable et bas carbone, infrastructures centralisées et décentralisées, solutions clients, production thermique et fourniture d'énergie, gestion de l'énergie) pour proposer à ses clients des solutions compétitives, à haute valeur ajoutée, qui leur permettent d'atteindre leurs objectifs de neutralité carbone. Grâce à ces compétences, il peut agir sur différents aspects, pour décarboner l'appareil de production d'énergie, mettre en place des infrastructures urbaines performantes, et proposer des services d'efficacité énergétique et de décarbonation associés.

EQUANS, entité opérationnelle en charge des services multi-techniques, a été créée au sein du Groupe le 1er juillet 2021 suite à la revue stratégique des actifs engagée en 2020. En novembre 2021, ENGIE est entré en négociation exclusive avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. La cession est attendue au second semestre 2022, après consultation des instances représentatives du personnel et l'autorisation des autorités compétentes. Dans la description qui suit, les activités qui seront cédées avec EQUANS sont isolées.

Le site internet du Groupe est : www.engie.com. Toutes les informations disponibles sur ce site ne font pas partie du présent Document d'enregistrement universel.

1.1.2 Histoire et évolution de la Société

La Société résulte de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France par décisions des Assemblées Générales Mixtes des actionnaires de Gaz de France et de SUEZ en date du 16 juillet 2008, laquelle fusion a pris effet le 22 juillet 2008.

Gaz de France a été créé en 1946 initialement sous la forme d'un EPIC (Établissement public à caractère industriel et commercial). La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité, du gaz et aux entreprises électriques et gazières, portant modification de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, l'a transformé en société anonyme pour une durée de 99 ans.

Le 7 juillet 2005, le capital de Gaz de France a été ouvert par voie d'introduction en bourse. La première cotation de l'action de la Société, a eu lieu le 7 juillet 2005.

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004, telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie et le décret n° 2007-1784 du 19 décembre 2007 ont autorisé le transfert de la Société du secteur public au secteur privé. Le 22 juillet 2008, Gaz de France a absorbé SUEZ par voie de fusion-absorption, ce qui a entraîné le transfert au secteur privé de la majorité du capital de la Société. La nouvelle Société a adopté la raison sociale GDF SUEZ.

SUEZ résultait de la fusion de la Compagnie de SUEZ et de la Lyonnaise des Eaux intervenue en 1997. SUEZ était devenu un groupe industriel et de services international et avait pour mission de répondre aux besoins essentiels dans l'électricité, le gaz, les services à l'énergie et à l'industrie, l'eau et la propreté.

Le contexte de dérégulation des marchés européens de l'énergie au début des années 1990 a favorisé le développement à l'international des deux sociétés Gaz de France et SUEZ, qui ont progressivement étendu leurs activités hors de leurs marchés historiques respectifs, tant en Europe qu'au grand international.

(1) Positions concurrentielles établies sur la base d'un travail d'expertise interne du Groupe, réalisé à partir des informations disponibles publiées par les acteurs ou par des organismes externes d'analyse (Bloomberg et Global Data). Elles sont établies au périmètre du Groupe au 31/12/2021

(2) Classé numéro 2 mondial en termes de volumes vendus en corporate PPA en 2021 selon le rapport Bloomberg "Energy Market Outlook" du 1er semestre 2022

GDF SUEZ a conclu le 3 février 2011 une opération de rapprochement avec International Power. En 2012, elle a confirmé sa stratégie d'acteur mondial de l'énergie en finalisant le 29 juin l'acquisition des titres détenus par les actionnaires minoritaires d'International Power.

Le 29 juillet 2015, l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires a approuvé le changement de dénomination sociale de la Société et a adopté comme nouvelle dénomination sociale "ENGIE".

Le pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company est arrivé à échéance le 22 juillet 2013 et n'a pas été renouvelé. Le contrat de coopération et de fonctions partagées et l'accord de financement entre la Société et SUEZ Environnement Company ont également pris fin. La Société est passée d'une consolidation globale à une mise en équivalence des activités de SUEZ Environnement Company dans ses comptes.

Les deux sociétés ont signé début mars 2016 un contrat prévoyant l'apport par ENGIE à SUEZ de l'intégralité du capital de la société SUEZ IP, qui est propriétaire d'un ensemble de droits de propriété intellectuelle lié notamment à la marque SUEZ. Le 5 octobre 2020, ENGIE a cédé à Veolia la majeure partie de sa participation dans SUEZ, soit 29,9% du capital.

Le 14 mai 2020, L'Assemblée Générale a approuvé l'introduction dans les statuts de la raison d'être de la Société : "*La raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée*".

Suite à la revue stratégique des actifs, conduite pendant l'année 2020, EQUANS, entité opérationnelle en charge des services multi-techniques, a été créée le 1er juillet 2021. En novembre 2021, ENGIE est entré en négociation exclusive avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. La cession est attendue au second semestre 2022, après consultation des instances représentatives du personnel et l'autorisation des autorités compétentes.

1.1.3 Organisation du Groupe

À fin 2021, ENGIE est constitué de quatre *Global Business Units* (GBU), de deux entités opérationnelles métier, ainsi que d'un ensemble de fonctions support et opérationnelles mutualisées à la maille régionale et Groupe (voir Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe"). Un dernier ensemble regroupe les activités holding et Corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe et l'activité d'Entreprises et Collectivités d'ENGIE SA. A cela s'ajoute EQUANS, activité non stratégique faisant l'objet d'un processus de cession.

L'année 2021 a été marquée par une réorganisation du Groupe, dont l'objectif est de soutenir son ambition stratégique et sa performance, en s'appuyant sur ses métiers clés. Le nouveau Comité Exécutif (Comex) a été annoncé le 14 janvier 2021 et mis en place le 1er février 2021, suivi par la mise en place des *Global Business Units*, la réorganisation du grand international au 1er juillet 2021 et la mise en place de l'organisation de la maille européenne au 1er février 2022. ENGIE s'appuie maintenant sur un modèle organisationnel plus simple à piloter, orienté sur la performance et l'industrialisation.

Le Groupe s'organise ainsi autour des composantes suivantes :

- **les quatre métiers clés du Groupe sont organisés en *Global Business Units***, responsables de leurs résultats à l'échelle mondiale et de la mise en œuvre de la stratégie dans leur segment d'activités : GBU Renouvelables, GBU *Energy Solutions*, GBU Infrastructures et GBU Production Thermique et Fourniture d'Énergie. Les activités liées au nucléaire et à la gestion de l'énergie sont organisées en entités opérationnelles dédiées (respectivement Nucléaire et *Gobal Energy Management & Sales* distinctes des GBU) ;
- **les départements fonctionnels du Groupe définissent, en appui à la Direction Générale,** un cadre stratégique en coordination avec les GBU. Ils pilotent la performance financière et extra-financière, conçoivent et déploient les politiques Groupe. Les départements fonctionnels sont organisés en quatre pôles de fonctions ;
- **les fonctions support sont organisées dans les géographies, à la maille régionale (les *Hubs* régionaux) et dans les pays.** Elles ont un rôle clé en termes de soutien à l'activité des GBU et de développement des synergies. L'ensemble des *hubs* régionaux est piloté au niveau Groupe par une entité dédiée Transformation & Géographies.

L'organisation fonctionne selon un principe matriciel entre les entités métiers et les départements fonctionnels, décliné aux différentes mailles géographiques.

1.1.3.1 Description des B B Bet des entités opérationnelles métiers

Les quatre GBU sont responsables de leurs résultats dans leur segment d'activité, à l'échelle du Groupe.

À ce titre, elles ont en charge, dans leur périmètre respectif et dans le cadre fixé par la Direction Générale(1).

- la définition de la stratégie de développement, les décisions et les arbitrages liés aux investissements ;
- la gestion des actifs industriels, l'excellence opérationnelle, la sûreté et la sécurité ;
- les processus de performance, les ressources, les compétences, ainsi que le déploiement des outils numériques.

Les activités opérationnelles dans les pays sont rattachées aux GBU correspondantes.

Les positionnements des différentes GBU sont les suivants :

- la GBU Renouvelables développe et exploite des capacités de production d'électricité à partir d'énergie solaire, éolienne terrestre et en mer, et hydroélectrique ;
- la GBU Infrastructures achemine l'énergie notamment au travers de filiales indépendantes. Pour cela elle développe et exploite des réseaux de transport et distribution de gaz, ainsi que de transport d'électricité. Elle est aussi en charge de la production de biométhane ;
- la GBU *Energy Solutions* développe des infrastructures décentralisées bas carbone (réseaux de chauffage et de refroidissement, approvisionnement en énergie décentralisée et peu carbonée, mobilité, etc.), et des services associés d'efficacité énergétique ;

(1) Dans les limites des dispositions du Code de l'énergie et des contraintes de régulation applicables à des entités relevant de la GBU Infrastructures

- la GBU Production Thermique et Fourniture d'Énergie produit et vend de l'énergie. Elle produit l'électricité à partir de centrales thermiques et fournit du gaz et de l'électricité aux particuliers. Elle développe également des capacités de production d'hydrogène.

Les entités opérationnelles métier Nucléaire et GEMS ont des responsabilités similaires aux GBU dans leurs segments d'activités respectifs. Leurs positionnements sont les suivants :

- l'entité opérationnelle métier Nucléaire est dédiée à l'exploitation des unités de production nucléaires en Belgique ainsi que des droits détenus dans des centrales françaises ;
- l'entité opérationnelle métier GEMS est en charge au niveau mondial de l'approvisionnement en énergie ainsi que de la gestion des risques et de l'optimisation des actifs sur les marchés. Elle vend de l'énergie aux entreprises, et propose des services et solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients.

Chaque GBU et entité opérationnelle métier est représentée au Comex par un Directeur Général Adjoint, qui en assure la supervision. Elles ont ainsi en charge, sous une autorité unique, le pilotage de l'ensemble de la filière métier à l'échelle globale.

1.1.3.2 Description des fonctions supports et de l'organisation géographique

Les fonctions support servent de soutien à la performance des GBU et des entités opérationnelles métier en permettant le développement de synergies entre métiers et en s'assurant de l'ancrage local. Elles sont pilotées par les départements fonctionnels du Groupe et sont organisées à la maille régionale et nationale.

Les départements fonctionnels du Groupe sont chargés, dans leurs domaines respectifs, de piloter la performance et de concevoir et déployer les politiques Groupe. Ils sont organisés en quatre pôles :

- Secrétariat Général, Stratégie, Recherche et Innovation, Communication. Les centres de services partagés du Groupe y sont rattachés ;
- Finances, Responsabilité Sociétale d'Entreprise, Achats ;
- Digital et systèmes d'information ;
- Ressources humaines.

Une animation de filière renforcée et structurée permet de garantir l'efficience opérationnelle des processus et la déclinaison des politiques définies par le Groupe.

Chacun de ces pôles est représenté au Comex par un Directeur Général Adjoint qui en assure la supervision.

À l'échelle géographique, les fonctions support sont mutualisées au sein de quatre *hubs* régionaux : Europe, Amérique du Nord, Amérique du Sud et Asie, Moyen-Orient, Afrique. L'organisation des fonctions support France reste indépendante. Les *hubs* régionaux ont pour mission de soutenir l'activité des GBU dans la région en veillant à la coordination de l'ensemble des fonctions support, et d'accompagner la transformation dans la phase de transition.

Dans les pays, les *country managers* sont responsables des fonctions support et des relations avec les parties prenantes locales.

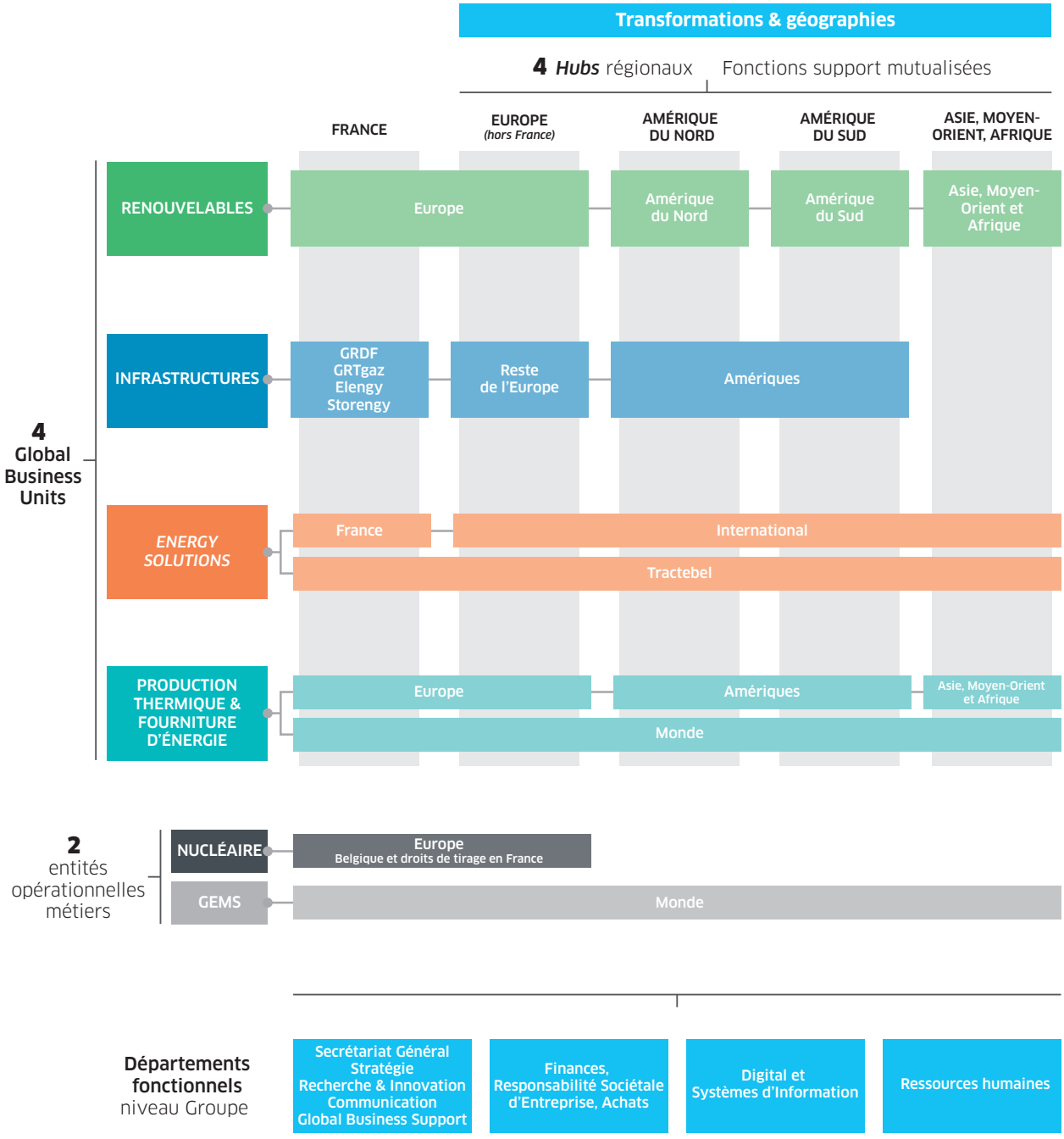
Les *hubs* régionaux sont représentés au Comex par un Directeur Général Adjoint qui en assure la supervision.

La Société exerce une activité économique propre. Le nombre de filiales contrôlées directement ou indirectement par la Société était de 2 623 à fin 2021. En complément des listes figurant en Note 3 "Principales filiales au 31 décembre 2021" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés et Note 4.4 "Filiales et participations" Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux", la liste des entreprises contrôlées est accessible sur le site internet du Groupe (www.engie.com, rubrique information réglementée).

La présentation de l'activité et des actifs économiques stratégiques des principales filiales de la Société, ainsi que de leur implantation géographique, figure à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe".

UNE ORGANISATION MATRICIELLE TOURNÉE VERS LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE

Des activités structurées autour des grands métiers



Une mutualisation renforcée des fonctions support

1.2 Stratégie et objectifs

1.2.1 Des priorités et une feuille de route clarifiées

Le recentrage stratégique a été engagé en 2020, avec une feuille de route stratégique définie en mai 2021.

ENGIE concentre désormais son développement sur les énergies renouvelables, les infrastructures décentralisées et l'efficacité énergétique.

L'ensemble des services multi-techniques a été regroupé dans une nouvelle entité, EQUANS, créée le 1er juillet 2021. En novembre 2021, ENGIE est entré en négociation exclusive avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. Le processus de désengagement d'ENDEL est en cours. L'empreinte géographique est en cours de simplification, dans l'objectif d'atteindre moins de 30 géographies en 2023. L'année 2021 a permis de concrétiser la sortie de 18 pays supplémentaires. Les moyens financiers dégagés par ces opérations de cession permettront de réaliser un programme ambitieux d'investissement pour accélérer dans les activités ciblées.

1.2.2 Un engagement effectif pour la transition énergétique

Dans la lignée de la raison d'être adoptée en 2020, le Groupe se donne pour ambition d'être un *leader* de la transition énergétique neutre en carbone, en particulier au service des entreprises et des collectivités. Porté par l'accélération de la décarbonation et la demande énergétique mondiale, ENGIE est très bien positionné pour accélérer et répondre à la demande des citoyens, des élus et des industriels pour une décarbonation d'ampleur. Les plans de relance de l'économie lancés du fait de la crise sanitaire ont été l'occasion pour de nombreux gouvernements de réaffirmer leur ambition en matière de lutte contre le changement climatique, confortant ainsi l'ambition retenue par le Groupe et lui permettant d'accélérer la mise en œuvre de sa stratégie. Il s'est par ailleurs fixé pour lui-même l'objectif d'atteindre la neutralité carbone sur les trois scopes dès 2045. La participation du Groupe à la COP26 a été l'occasion de réaffirmer son engagement pour la décarbonation de l'économie.

Fort de sa capacité à mobiliser des vecteurs énergétiques complémentaires au service de la transition, le Groupe dispose de compétences clés sur toute la chaîne de valeur, depuis la production, transport, distribution et service jusqu'au consommateur final. Ses positions fortes dans les énergies renouvelables, les infrastructures centralisées comme les infrastructures décentralisées, lui permettent de créer les synergies indispensables à la conduite de programmes de décarbonation ambitieux à destination de ses clients.

Il peut mobiliser en outre ses capacités transverses en ingénierie financière, structuration et conduite de projet, ainsi que ses plateformes digitales mondiales au bénéfice des deux leviers de la transition : un approvisionnement en énergie plus verte et un usage plus efficace et intelligent de l'énergie.

Ainsi, ENGIE a fixé son objectif de neutralité carbone à l'horizon 2045, sur les scopes 1, 2 et 3 (1). Il ambitionne de diviser par deux l'intensité carbone de l'énergie qu'il produit entre 2017 et 2030, et d'éviter l'émission de 45 millions de tonnes de CO_2 par ses clients. La sortie du charbon a été fixée pour 2025 en Europe et 2027 à l'échelle mondiale, en privilégiant la fermeture et la reconversion des centrales, et en accompagnant les acteurs dans leur plan de transition. Des budgets carbone sont assignés à chaque activité du Groupe. Les plans d'actions de performance, dont bénéficient notamment les cadres dirigeants, sont pour partie conditionnés à l'atteinte d'objectifs carbone.

Le développement des gaz renouvelables (hydrogène bas carbone, biométhane, méthane de synthèse) est indispensable à la réussite de la transition énergétique. ENGIE dispose de compétences lui permettant de développer des positions sur l'ensemble de la chaîne de valeur : production, infrastructures, écosystèmes de mobilité, achat et vente. Le Groupe vise pour 2030 la mise en service de 4 GW de capacité de production d'hydrogène et une production de 4 TWh par an de biométhane. Il pourra s'appuyer sur les synergies entre ses activités et le soutien des plans d'investissements français et européen.

1.2.3 Les objectifs stratégiques déclinés par métier

L'engagement du Groupe pour la transition énergétique se décline via des objectifs stratégiques par métier, qui mettent l'accent sur l'excellence opérationnelle et le savoir-faire industriel :

- **Renouvelables : développer des moyens de production d'énergie verte dans un système intégré ;** l'accélération des investissements dans les énergies renouvelables se concrétise par un objectif de mise en service de 4 GW en moyenne par an d'ici 2025, et 6 GW en moyenne par an entre 2026 et 2030, afin de devenir un *leader* sur le marché des renouvelables. Les investissements seront poursuivis dans l'éolien terrestre et solaire photovoltaïque. L'éolien en mer est également une priorité forte, avec une cible de 5 à 7 GW en opération ou en construction en 2025. ENGIE est un acteur majeur de production d'électricité hydraulique, notamment au Brésil, en France et désormais au Portugal. La recherche de synergies avec les activités de fourniture d'énergie B2B du Groupe est également un objectif.
- **Infrastructures : investir dans des réseaux performants, au service de mix énergétiques équilibrés et neutres en carbone ;** au niveau mondial des investissements massifs doivent être anticipés dans les réseaux de gaz et d'électricité dans les années à venir. Ils répondent à des enjeux d'accès à l'énergie dans les pays émergents et partout, d'adaptation à l'injection et l'acheminement d'énergie renouvelable pour mettre en œuvre la transition énergétique. L'exploitation performante des réseaux de gaz français par l'intermédiaire de filiales indépendantes et leur adaptation au développement du biométhane et de l'hydrogène seront une priorité. Dans le monde, le Groupe investit pour accompagner le développement de mix énergétiques équilibrés et décarbonés : ainsi, la construction de lignes de transport électrique est un axe en croissance. En complément, le développement des réseaux gaziers est soutenu là où cela permet d'agir pour la décarbonation du système énergétique.

(1) Les scopes 1, 2, et 3 recouvrent l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre, directes et indirectes, du Groupe

- **Infrastructures décentralisées et services à l'énergie : proposer des solutions intégrées de décarbonation à grande échelle s'appuyant sur des contrats long terme**. Suite à la revue stratégique de ses activités, le Groupe se concentrera sur le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (réseaux urbains de chaleur et de froid, production d'utilités sur site client, solaire décentralisé, infrastructures urbaines et mobilité bas-carbone), ainsi que sur les services associés. Un objectif de mise en service de 8 GW additionnel entre 2020 et 2025 a été fixé. ENGIE propose à ses clients des solutions intégrées répondant à leurs besoins de décarbonation, s'appuyant sur des contrats à long terme, qui apportent de la visibilité et de la résilience ainsi qu'un potentiel de croissance attractif.
- **Production Thermique et fourniture d'Énergie : développer et exploiter des activités à faible contenu carbone et accompagner la transition des systèmes électriques actuels ;** en complément des investissements dans les renouvelables, le Groupe poursuit un développement ciblé des capacités thermiques, en adéquation avec la trajectoire de réduction carbone définie. Selon les besoins spécifiques de chaque pays où le Groupe est déployé, il assure les besoins en flexibilité du système électrique et accompagne pour les pays ayant un mix avec une part importante de charbon la première étape de décarbonation. Le désengagement des capacités charbon restantes est acté pour 2027, et la décarbonation des centrales à gaz grâce au biométhane et à l'hydrogène est en développement. Devant une demande grandissante pour la fourniture d'une énergie décarbonée et de maîtrise des consommations, de nouvelles offres sont développées à destination des clients particuliers. Pour les clients professionnels, des offres en énergie verte sont également proposées, assorties de contrats long terme et d'engagement d'efficacité énergétique. Le Groupe développe également des activités complémentaires, tels que le dessalement, le stockage d'électricité (par batteries ou par pompage-turbinage) et s'intéresse à la capture-séquestration du carbone. La production de gaz verts (hydrogène et biométhane) est également une priorité.
- **Gestion de l'énergie et vente aux grands comptes industriels :** la gestion des marchés de l'énergie est l'un des atouts forts du Groupe, qui s'appuie sur des compétences financières et marchés reconnues, et intègre aujourd'hui complètement les énergies renouvelables.
- **Nucléaire :** après la confirmation par le gouvernement belge de sa volonté de sortir du nucléaire, le Groupe se mobilise pour accompagner la transition du système électrique belge dans le respect des plus hauts standards en matière de sûreté nucléaire.

1.2.4 Performance interne

L'amélioration des performances internes est un axe clé de la nouvelle feuille de route stratégique, pour soutenir durablement la croissance du Groupe.

Un nouveau plan a ainsi été établi pour la période 2021-2023 avec pour objectif 600 millions d'euros d'économie. Des cibles ont été attribuées aux GBU, fonctions support et *hubs* régionaux. Ce plan s'appuiera sur divers leviers : réorganisation des fonctions support, achats, centres de services partagés, immobilier et digital.

L'objectif de performance a notamment guidé la réorganisation du Groupe. Les fonctions support se structurent désormais autour de *hubs* régionaux (voir Section 1.1.3 Organisation du Groupe), dont les ressources sont mutualisées entre les différentes GBU, permettant ainsi de générer des économies. Un nouveau plan d'investissement dans la digitalisation et l'exploitation des données viendra également soutenir les objectifs de performance. Le programme prévoit un investissement à hauteur de 130 millions d'euros par an sur la période 2021-2023 pour des gains en efficience estimés à 200 millions d'euros par an.

Ce programme a trois objectifs principaux :

- développer des plateformes digitales différenciantes pour chaque GBU ;
- améliorer le suivi des performances opérationnelles et financières par l'exploitation des données ;
- simplifier et mutualiser les systèmes informatiques.

La réussite d'ENGIE s'appuie sur les femmes et les hommes qui composent le Groupe et qui représentent son premier levier de performance. Le Groupe doit pouvoir s'appuyer à tout moment sur les compétences adaptées à l'évolution de ses besoins. Pour cela, la fonction ressources humaines a un rôle majeur :

- anticiper et identifier les besoins des GBU et filières métiers ainsi que les tendances émergentes ; développer et adapter les compétences à nos nouvelles solutions et enjeux business ;
- renforcer la capacité du Groupe à attirer, recruter et fidéliser les talents d'aujourd'hui pour demain dans un marché de plus en plus compétitif.

1.3 Recherche, technologies, et innovation

Être un acteur majeur de la transition énergétique exige d'être à la pointe des nouvelles tendances, technologies et *business models*. Les activités de Recherche & Innovation (R&I) d'ENGIE sont au service d'une ambition : développer et intégrer des outils et des solutions innovants, susceptibles de faire la différence, afin de conserver la position de *l*eader du Groupe. L'écosystème Recherche & Innovation dans son ensemble travaille sur de nombreux sujets et projets, de l'efficacité opérationnelle à la découverte de technologies émergentes, en mettant l'accent sur le développement de projets contribuant directement à la stratégie du Groupe et à ses ambitions.

À la suite de la clarification de la stratégie et de l'organisation du Groupe au 1er semestre 2021, un travail conjoint entre les GBU nouvellement formées et les entités R&I d'ENGIE a permis de sélectionner des priorités pour la R&I cohérentes avec les objectifs stratégiques et les ambitions de croissance du Groupe. Les priorités en matière de R&I incluent notamment les systèmes d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, éolien terrestre et éolien en mer), la production et l'utilisation de gaz verts (hydrogène, biométhane) ou le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (chauffage et froid urbains, énergie solaire décentralisée, villes à faible émission de carbone et mobilité).

Une nouvelle organisation de la R&I, simplifiée et rationnalisée, a été mise en place au 1er janvier 2022, afin de conférer un avantage concurrentiel sur des sujets stratégiques. L'alignement des priorités R&I avec les objectifs stratégiques du Groupe est assuré par une gouvernance dédiée à la R&I, reposant sur un dialogue continu avec les GBU.

Dans ce cadre, six modèles d'activités complémentaires ont été définis et regroupés sous une direction unique au sein du Pôle R&I :

- **Programmes de Recherche** : pilotent les programmes de recherche avec une visée moyen-terme ;
- **Labs** (CRIGEN, Laborelec, Cylergie) : fournissent l'expertise nécessaire à la réalisation des programmes de recherche et de services support aux GBU ;
- **Incubateurs :** intègrent l'innovation dans les activités stratégiques du Groupe et incubent de nouvelles opportunités d'activités ;
- **ENGIE Ventures** : favorisent l'innovation "*outside-in*" par des investissements minoritaires dans des *start-ups* ;
- **Écosystèmes & Expertises** : anime les communautés et écosystèmes de R&I et développent les expertises R&I ;
- **Pilotage & Performance** : rythme la définition des priorités R&I et la production des services R&I pour en piloter la performance.

En 2021, les dépenses pour la Recherche et le Développement technologique du Groupe se sont élevées à 138 millions d'euros. L'évolution de ce montant par rapport aux dépenses 2020 est principalement due aux évolutions de périmètre du Groupe en 2021 (mise en équivalence de GTT, cession d'EQUANS).

Les équipes de recherche travaillent sur tous les aspects de l'identification, du test et du développement de nouvelles technologies, aidant ainsi les entités commerciales du Groupe à rester compétitives et à se différencier. Les centres et équipes de recherche peuvent également fournir l'expertise et l'assistance technique nécessaires pour les opérations clés dans les entités commerciales et les projets d'innovation (par exemple, les projets de l'*Innovation Fund* européen et du pacte vert pour l'Europe, et les appels d'offres majeurs).

Deux évènements clés peuvent être en outre mentionnés pour 2021 :

- l'ouverture, au centre de recherche CRIGEN de Stains (France), d'une "H_2 Factory", un laboratoire mettant l'ensemble de la chaîne de l'hydrogène au banc d'essai ; et
- la démonstration par Laborelec et INEOS Phenol (Belgique) de la co-combustion de l'hydrogène dans une turbine à gaz, permettant à ENGIE d'être un précurseur dans ce domaine.

1.4 Performance financière

1.4.1 Faits marquants 2021

Avancées stratégiques qui posent les fondations d'une réussite à long-terme

En 2021, ENGIE a atteint ses objectifs dans un contexte énergétique inédit, principalement en tirant parti de la force de son modèle intégré. Grâce à des niveaux de disponibilité élevés des actifs, le Groupe a pu utiliser ses capacités de production flexibles dans un marché tendu. Le bon équilibre des positions contractuelles et des activités, ainsi qu'une liquidité et un bilan solides, ont également permis de gérer de manière efficace et dynamique toutes les expositions, au bénéfice du Groupe et de ses clients.

En 2021, ENGIE a poursuivi sa croissance. Entre 2019 et 2021, le Groupe a mis en service 9 GW de capacités renouvelable et ce en dépit des tensions accrues sur les chaînes d'approvisionnement observées partout dans le monde tout au long de l'année. La capacité installée totale de Renouvelables du Groupe est désormais supérieure à 34 GW. ENGIE est en ordre de marche pour accélérer ses ajouts annuels de capacité, qui seront désormais de 4 GW en moyenne par an d'ici 2025, pour atteindre 50 GW de capacité renouvelable installée (à 100 %) à cet horizon. Pour soutenir son ambition, ENGIE peut compter sur un pipeline solide d'environ 66 GW de projets identifiés. Après une période d'incertitude liée à la pandémie, 2021 a été marquée par la reprise du développement commercial au sein de la GBU *Energy Solutions*. En décembre 2021, la Ville de Paris a choisi ENGIE et son partenaire, le groupe RATP, pour gérer son réseau de froid en renouvelant la concession pour une durée de 20 ans. Enfin, en ce qui concerne les Infrastructures à l'international, le début de l'exploitation commerciale de Gralha Azul (Brésil) et les premiers tests de mise sous tension de Novo Estado (Brésil), les deux lignes de transmission électrique construites par ENGIE, constituent des réalisations significatives pour le Groupe.

En 2021, le total des investissements s'est élevé à 8 milliards d'euros, dont 4,3 milliards dédiés aux investissements de croissance. Ces derniers sont parfaitement en ligne avec le plan stratégique présenté en mai 2021 pour atteindre l'objectif "Net Zéro Carbone" d'ici 2045. Les investissements de croissance ont été consacrés aux Renouvelables (44%), aux Infrastructures (31%) et à *Energy Solutions* (17%). De même, une part substantielle (plus de 90%) a été investie dans des développements organiques.

Le plan de performance lancé a permis à ENGIE d'atteindre son objectif 2021 d'une contribution nette à l'EBIT de 0,1 milliard d'euros. L'excellence opérationnelle et l'optimisation des fonctions support ont contribué à l'atteinte de cet objectif. Pour rappel, la contribution nette à l'EBIT entre 2021 et 2023 de ce plan de performance devrait s'élever à 0,6 milliard d'euros.

Avancées majeures dans la réalisation du plan de cession

Au cours de l'année 2021, le plan de recentrage d'ENGIE a enregistré des avancées significatives, avec 9,2 milliards d'euros de cessions engagées ou finalisées à date. Compte tenu de la forte dynamique engagée, l'impact total du plan de cession sur la dette financière nette est désormais attendu à au moins 11 milliards d'euros entre 2021 et 2023, contre une indication initiale de 9 à 10 milliards d'euros.

Le 5 novembre 2021, ENGIE est entré en négociations exclusives avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. L'offre ferme et engageante de Bouygues valorise 100% d'EQUANS à 7,1 milliards d'euros en valeur d'entreprise et devrait réduire de 6,8 milliards d'euros la dette financière nette du Groupe. Le processus de cession avance selon le calendrier prévu et sa finalisation, toujours attendue au 2nd semestre 2022, est soumise à l'obtention des autorisations des autorités réglementaires et à la levée des conditions suspensives usuelles.

Le 31 août, ENGIE a reçu une offre ferme et irrévocable du groupe ALTRAD pour ENDEL, filiale à 100% d'ENGIE et spécialiste de la maintenance industrielle et des services à l'énergie. En mai, ENGIE a finalisé la vente de 10% de GTT. Avec cette cession partielle, GTT est désormais mise en équivalence depuis le mois de juin. Enfin, ENGIE a finalisé la vente d'ENGIE EPS en juillet. Sur le plan du recentrage géographique, le Groupe est sorti, ou a signé des accords de sortie, de 18 pays en 2021. Une fois ces sorties effectives, le Groupe opérera dans 35 pays. ENGIE prévoit de ramener sa présence à moins de 30 pays d'ici 2023.

Le 22 décembre 2021, ENGIE et son partenaire SIG ont annoncé la finalisation de la cession de 11,5% du capital de GRTgaz. Cette transaction, réalisée sur la base d'un ratio de valeur d'entreprise ramenée à la base d'actifs régulés de 148%, a réduit la dette financière nette d'ENGIE de 1,1 milliard d'euros et illustre la vision commune d'ENGIE et de son partenaire sur le rôle à long terme du gaz et également des gaz renouvelables.

Point sur les actifs nucléaires en Belgique

Le gouvernement belge a proposé un nouveau projet de loi qui devrait être voté au printemps 2022. Il porte sur la disponibilité des fonds relatifs aux provisions nucléaires et propose un calendrier pour le financement des coûts de démantèlement et de gestion des déchets d'ici 2030. Si ce projet de loi est adopté, cela conduirait à un financement supplémentaire des coûts de démantèlement jusqu'en 2030, représentant environ 0,7 milliard d'euros par an entre 2022 et 2024. Electrabel a déjà reconnu et comptabilisé ses obligations relatives aux coûts de démantèlement et de gestion du combustible usé et sa situation financière solide permettra ces financements complémentaires. Ce projet de loi n'incluant pas de changement dans le montant des provisions ou leur méthode d'évaluation, il n'aurait pas d'impact sur la dette nette économique d'ENGIE. La prochaine révision triennale des provisions nucléaires relatives au démantèlement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets aura lieu au 2nd semestre 2022. Suivant le même processus que lors de la dernière révision en 2019, celle-ci tiendra compte de toute mise à jour requise des taux d'actualisation et des scénarios de référence pour l'estimation de coûts.

Progrès vers la neutralité carbone et objectifs ESG

ENGIE s'est engagé à atteindre l'objectif "Net Zéro Carbone" sur les trois scopes d'ici 2045 en suivant la trajectoire "*well below 2°C*", avec des jalons intermédiaires. Dans la droite ligne de cet objectif, ENGIE est devenu l'un des membres fondateurs de la "*First Movers Coalition*", lancée lors de la COP26. En rejoignant cette coalition, ENGIE s'engage à acheter des produits à faible teneur en carbone afin de contribuer au développement de chaînes d'approvisionnement décarbonées. ENGIE poursuit son objectif de sortie du charbon avec la finalisation en octobre de la cession de Jorge Lacerda (Brésil), complexe qui comprend une centrale à charbon de 0,7 GW. Cette transaction contribue à une transition progressive de l'économie régionale, tout en réduisant les impacts socio-économiques locaux et démontre l'importance d'une transition juste pour le Groupe. En outre, la dernière centrale à charbon d'ENGIE en Europe, située au Portugal, a été arrêtée en novembre 2021. ENGIE confirme son engagement de sortir de tous les actifs au charbon en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027, y compris s'agissant de la production d'énergie à base de charbon pour les réseaux urbains de chaleur et de froid. À fin 2021, le charbon représentait 2,9 GW au sein du portefeuille total de production centralisée de 100,3 GW d'ENGIE.

En 2021, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie ont baissé pour atteindre 67 millions de tonnes. ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, celle-ci passant de 31% à fin 2020 à 34% à fin 2021 avec la mise en service de 3 GW de capacités Renouvelables. En termes de diversité de genres, ENGIE comptait 25% de femmes cadres à fin 2021. Le Groupe met en œuvre des plans d'action pour atteindre un meilleur équilibre homme-femme d'ici 2030.

Dans le cadre du dialogue avec les actionnaires d'ENGIE, le Conseil d'Administration a décidé de les consulter lors de la prochaine Assemblée Générale annuelle sur la stratégie de transition climatique du Groupe.

Santé et sécurité

En 2021, le Groupe ENGIE et ses sous-traitants ont malheureusement déploré plusieurs accidents graves, dont 16 mortels, notamment sur des chantiers de construction. Une réponse coordonnée à l'échelle du Groupe et un plan d'action complet ont été mis en œuvre par les équipes dirigeantes d'ENGIE afin de réévaluer toutes les normes et procédures de sécurité pour l'ensemble des activités et des géographies du Groupe (sous-traitants compris), dans le but de garantir que seules celles répondant aux standards les plus élevés sont appliquées. Le groupe ENGIE est résolument engagé dans la mise en œuvre de ce plan afin que la sécurité de chaque employé, fournisseur ou sous-traitant soit à chaque instant pleinement garantie.

Politique de dividende réaffirmée et proposition d'un dividende de 0,85€ par action pour 2021

ENGIE s'attache à proposer un dividende croissant et pérenne à ses actionnaires. Le Conseil d'Administration a ainsi réaffirmé la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe, et incluant un dividende plancher de 0,65€ par action pour la période allant de 2021 à 2023. Pour 2021, le Conseil d'Administration a ainsi proposé de distribuer 66% du résultat net récurrent part du Groupe, soit un dividende de 0,85€ par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.

1.4.2 Objectifs financiers pour la période 2022-2024

Lors de la présentation de ses résultats financiers 2021, ENGIE a mis à jour ses objectifs financiers pour la période 2022-2024 (voir Section 6.1).

Les progrès réalisés dans le cadre du plan stratégique à horizon 2023 présenté l'année dernière posent les bases solides qui permettront à ENGIE d'atteindre son objectif de neutralité carbone tout en continuant à croître sur le long terme. À horizon 2024, le Groupe prévoit une croissance de ses résultats principalement portée par les investissements dans les Renouvelables et par l'amélioration des performances d'*Energy Solutions*, ainsi qu'une contribution résiliente des Infrastructures. Cette croissance devrait notamment reposer sur une amélioration significative de la productivité. Cette combinaison de facteurs porteurs devrait plus que compenser la baisse des résultats du Nucléaire en Belgique consécutive à l'arrêt des centrales d'ici 2025, et générer une croissance progressive des résultats et des dividendes (voir Section 6.1).

Compte tenu de la forte volatilité des prix des commodités en Europe, ENGIE a modifié les hypothèses de prix à terme retenues dans sa guidance. Ces hypothèses de prix concernent majoritairement la partie des volumes *merchant* non couverts de la production nucléaire en Belgique et en France, ainsi que de la production hydroélectrique en France. Les hypothèses de prix retenues pour la guidance 2022-2024 telle que présentée dans ce document sont basées sur la moyenne des prix à terme en Europe du 2nd semestre 2021.

Pour les exercices précédents, les prix retenus pour la guidance étaient les prix à terme en Europe du dernier jour de l'année civile précédente. Ainsi, entre 2022 et 2024, ENGIE prévoit :

En milliards d'euros	**Résultats 2022**	**Résultats 2023**	**Résultats 2024**
EBITDA	10,7 - 11,1	10,9 - 11,3	11,3 - 11,7
EBIT	6,1 - 6,5	6,2 - 6,6	6,4 - 6,8
Guidance RNRpg	3,1 - 3,3	3,2 - 3,4	3,3 - 3,5

ENGIE continue de viser une notation de crédit "*strong investment grade*" et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x.

ENGIE prévoit une croissance de l'EBIT sur l'ensemble de la période, principalement portée par les investissements (environ + 1 milliard d'euros) et la performance (environ + 0,7 milliard d'euros). Ces éléments positifs ne seront que partiellement compensé par les effets de périmètre (environ –0,3 milliard d'euros) et d'autres effets, tels que les volumes, les prix ou les taux de change, pour un effet global d'environ –0,7 à –1,1 milliard d'euros. Le taux de croissance annuel moyen de l'EBIT entre 2021 et 2024 devrait atteindre 5 - 6% pour ENGIE hors nucléaire et 1,5 - 3,5% pour ENGIE dans son ensemble (y compris le nucléaire).

Les principaux facteurs d'évolution de l'EBIT par activité en 2022 sont les suivants :

	Principaux facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT 2022
Renouvelables	Croissance portée par les capacités nouvellement mises en service, des prix captés plus élevés, le retournement de l'impact de la vague de froid au Texas, partiellement compensés par le retournement de l'effet positif des compensations liées à la décision "GFOM"
Infrastructures	En France, retournement de l'effet positif des températures en 2021 et baisse (lissée) de la rémunération de la BAR, partiellement compensés par la croissance en Amérique latine
Energy Solutions	Amélioration de la performance opérationnelle, partiellement compensée par la normalisation des températures
Production Thermique	Des conditions de marché toujours favorables en Europe et une contribution plus élevée attendue au Chili, compensées principalement par la sortie du charbon
Fourniture d'Énergie	Résultats sous pression en raison de la normalisation des températures et du contexte de prix élevés des commodités
Nucléaire	Prix captés plus élevés, compensés par des volumes en baisse (arrêt du premier réacteur en Belgique en octobre 2022) et une taxe nucléaire en Belgique plus élevée

1.4.3 Chiffres clés financiers 2021

En millions d'euros	2021	2020 retraité [a]	2020	2019	2018 retraité [b]	2018	2017 retraité [c]	2017
1. Chiffre d'affaires	**57 866**	**44 306**	**55 751**	**60 058**	**56 967**	**60 596**	**59 576**	**65 029**
dont réalisé hors de France	33 525	25 640	33 311	35 635	33 306	35 612	34 325	39 307
2. Résultat								
EBITDA	10 563	8 908	9 276	10 366	9 236	9 236	9 199	9 316
• Résultat opérationnel courant [d]	6 145	4 493	4 578	5 726 [e]	5 126	5 126	5 172	5 273
• Résultat net part du Groupe	3 661	(1 536)	(1 536)	984	1 033	1 033	1 320	1 423
• Résultat net récurrent part du Groupe	3 158	1 703	1 703	2 683	2 425	2 425	2 518	2 662
• Résultat net récurrent des activités poursuivies part du Groupe	2 927	1 726	1 703	2 683	2 458	2 458	2 233	2 372
3. Flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	7 312	7 589	7 589	8 178	7 873	7 873	9 335	9 309
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	9 806	8 506	8 788	9 863	8 464	8 464	8 150	8 305
Flux issus de l'investissement	(11 042)	(4 046)	(4 046)	(7 193)	(6 095)	(6 095)	(5 171)	(5 157)
Flux issus du financement	4848	(561)	(562)	212	(1 928)	(1 928)	(4 734)	(4 725)
4. Bilan								
Capitaux propres part du Groupe	**36 994**	**28 945**	**28 945**	**33 087**	**35 551**	**35 551**	**36 282**	**36 639**
Capitaux propres totaux	41 980	33 856	33 856	38 037	40 941	40 941	42 122	42 577
Endettement net	25 350	22 458	22 458	25 919	21 102	21 102	22 520	22 548
Endettement net hors dette interne/EBITDA	2,40	2,42	2,42	2,50	2,28	2,28	2,26	2,25
Total bilan	225 333	153 182	153 182	159 793	153 702	153 702	150 141	150 332
5. Données par action *(en euros)*								
• Nombre moyen d'actions en circulation [f]	2 420 201 862	2 416 820 377	2 416 820 377	2 412 518 837	2 396 308 756	2 396 308 756	2 395 732 581	2 395 732 581
• Nombre d'actions à la clôture	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
• Résultat net par action [f]	1,46	(0,71)	(0,71)	0,34	0,37	0,37	0,49	0,53
• Résultat net récurrent part du Groupe par action [f]	1,26	0,63	0,63	1,04	0,95	0,95	0,99	1,05
• Dividende distribué [g]	0,85	0,53	0,53	0	1,12	1,12	0,70	0,70
6. Effectifs moyens totaux	**174 027**	**175 873**	**175 873**	**262 139**	**249 795**	**249 795**	**238 029**	**238 216**
• Sociétés en intégration globale	171 754	173 398	173 398	170 475	158 505	158 505	151 480	151 667
• Sociétés en intégration proportionnelle	717	748	748	756	780	780	685	685
• Sociétés mises en équivalence	1 556	1 727	1 727	90 908	90 510	90 510	85 864	85 864

(a) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(b) Certaines données au 31 décembre 2018 sont retraitées selon la nouvelle présentation des instruments dérivés à caractère opérationnel (impactant le chiffre d'affaires), mais pas selon IFRS 16 en raison de la méthode de transition retenue poursuivie (voir Note 1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" du Document d'enregistrement universel 2019)

(c) Certaines données au 31 décembre 2017 sont retraitées en raison de l'application rétrospective d'IFRS 9 et 15 et du classement du GNL en activité non poursuivie (voir Note 2 Section 6 "Comptes consolidés" du Document de Référence 2018)

(d) Hors MtM des dérivés opérationnels mais y compris quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

(e) Chiffre retraité 2019 : 5 819

(f) Résultat par action calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle (voir Note 13 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés")

(g) 2021 : proposition soumise à l'AGO. En 2018, le dividende annuel de 0,75€ a été augmenté d'un dividende exceptionnel de 0,37€ par action, soit un total de 1,12 euros par action.

1.5 Performance RSE

La performance en matière de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE) constitue un élément essentiel de la performance globale du Groupe. Elle s'appuie sur des engagements et une politique RSE au niveau du Groupe (voir Section 1.5.1), complétés par des politiques sectorielles et des objectifs RSE datés et chiffrés (voir Section 1.5.2). Elle fait l'objet d'évaluations externes de la part des principales agences de notations RSE (voir Section 1.5.3).

La Déclaration de performance extra-financière (DPEF) du Groupe détaille la gouvernance de cette politique et ses résultats (voir Chapitre 3).

En novembre 2021, le Groupe a participé à la COP 26 à Glasgow au Royaume-Uni où il a pris plusieurs engagements en faveur d'un monde décarboné. ENGIE fait ainsi partie des membres fondateurs de la "*First Mover Coalition*" lancée par le Forum Économique Mondial et représentée par John Kerry, pour accélérer la décarbonation de secteurs où les émissions sont les plus difficiles à réduire comme celui de la production d'acier.

ENGIE a également signé plusieurs déclarations des Nations Unies en faveur de la fin du charbon ("*End of coal*") et du développement des énergies favorables à une énergie en temps réel bas carbone ("*24/7 Carbon Free Energy*").

ENGIE a enfin soutenu l'engagement du WBCSD et de ses pairs pour développer une production d'hydrogène industrielle et s'inscrit de fait comme un partenaire industriel de premier plan dans le cadre du récent accord bilatéral passé par la Belgique et le Chili en faveur de l'hydrogène vert.

En 2021, le Groupe a réalisé son premier exercice de calcul des taux d'éligibilité de ses activités au sens de la taxonomie européenne. Les résultats sont présentés à la Section 3.1.5.

1.5.1 Politique RSE

L'ambition du Groupe en matière de RSE est de faire de l'énergie une source de progrès et de développement pour tous. Au sein d'ENGIE, la RSE est directement intégrée à l'élaboration de la stratégie de l'entreprise par :

- le développement d'activités durables, correspondant à l'identification et à la transformation des problématiques environnementales et sociétales en opportunités pour les métiers du Groupe ;
- la gestion des risques et impacts RSE de ses projets et activités, de sa chaîne de valeur, i.e. ceux liés à l'environnement, à l'acceptabilité sociétale, à la santé-sécurité, aux ressources humaines, à l'éthique et à la gouvernance.

ENGIE a publié en 2014, sa politique RSE (remise à jour en 2020), et en 2016, s'était fixé six objectifs RSE à horizon 2020. Les travaux de prospective ENGIE 2030 et la raison d'être du Groupe publiée en février 2020 inscrite dans ses statuts par l'Assemblée Générale en mai 2020, ont permis de définir un nouvel ensemble de 19 objectifs RSE à l'horizon 2030.

Les engagements et les politiques RSE sont systématiquement validées par le Comex du Groupe et le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD). Ces engagements témoignent d'une part du respect par l'entreprise de ses obligations légales et règlementaires dans les différents domaines de la RSE. D'autre part, ils engagent ENGIE à adopter les meilleures pratiques pour anticiper et maîtriser du mieux possible les impacts de ses activités sur sa sphère d'influence et réciproquement. Les engagements et les politiques RSE visent ainsi une maximisation de la création de valeur pour l'ensemble des parties prenantes.

Tous ces objectifs s'inscrivent pleinement dans le cadre des 17 Objectifs de Développement Durable à l'horizon 2030 fixés par les Nations Unies. Ces 19 Objectifs RSE 2030 traduisent également l'accélération de la stratégie du Groupe votée en juillet 2020. Ils reflètent également les enjeux de la matrice de matérialité du Groupe remise à jour en décembre 2020 à l'issue d'un processus de consultation des parties prenantes et du management (voir Section 3.3).

Le changement climatique constitue aujourd'hui le défi environnemental majeur pour nos sociétés en général. Pour le relever, le Groupe s'est engagé dans :

- un programme de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre (GES) ;
- un plan de vigilance climatique ;
- un programme d'économie de ses consommations de ressources naturelles ; et enfin
- un programme d'adaptation de son modèle d'affaires pour le rendre résilient aux évolutions du climat tout en satisfaisant aux contraintes d'une transition juste.

ENGIE intègre ainsi un prix du carbone interne dans son processus de décisions sur les investissements majeurs relevant du Comité des Investissements Groupe. Ce dispositif est complémentaire des budgets carbone alloués aux entités afin de respecter la cible 2030 du Groupe en matière d'émissions de GES.

Par ailleurs, le Groupe prend en compte 9 critères RSE pour ses grands projets d'investissement évalués par des analyses de risques. Ces critères portent notamment sur les points suivants : l'éthique, les émissions de GES, l'impact social, les ressources humaines, la gestion environnementale des écosystèmes, la concertation avec les parties prenantes, les achats durables ainsi que la santé et la sécurité du personnel.

Enfin, une partie de plus en plus significative des investissements du Groupe est financée avec succès par des obligations vertes attestant de la reconnaissance de leur caractère durable par le marché (voir Section 5.3).

1.5.2 Atteinte des objectifs RSE à horizon 2030

En 2020, le Groupe s'est fixé 19 objectifs ambitieux à horizon 2030 pour matérialiser ses engagements RSE à cet horizon.

Inspirés par la raison d'être du Groupe, ces objectifs s'inscrivent dans une démarche d'amélioration continue pour répondre à une attente croissante de ses différentes parties prenantes attachées à la maîtrise des risques RSE et à l'alignement de la performance de l'entreprise avec des objectifs nationaux ou internationaux de développement durable.

Les résultats des huit objectifs clés, dits de rang 1, font l'objet d'une publication annuelle dans ce document.

Les résultats 2021 des indicateurs relatifs aux huit objectifs RSE 2030 de rang 1, sont présentés dans le tableau suivant avec les valeurs des deux années antérieures. Ces résultats comprennent EQUANS.

Thèmes	Indicateurs	Cibles 2030	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
CO_2 Production Énergie	Émissions de GES (scopes 1 et 3) pour la production d'énergie (en MtCO_2éq.) conformes aux engagements SBT (1)	43	67	68	75
CO_2 Ventes Gaz	Émissions de GES liées à l'usage des produits vendus (en Mt CO_2éq.) conformes aux engagements SBT (1)	52	66	62	61
Renouvelables	% d'énergie renouvelable dans le mix des capacités de production d'électricité conforme aux engagements SBT (1)	58%	34%	31%	28%
Décarbonation de nos clients	Émissions de GES des clients évitées par les offres et produits d'ENGIE (en Mt CO_2 éq.)	45	28	21	non disponible
Décarbonation de nos fournisseurs	% de fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés sur l'initiative SBT (1)	100%	20%	15%	non disponible
Santé-sécurité	Taux de fréquence total des accidents de travail avec arrêt	≤ 2,3	2,9	2,7	3,3
Mixité	% de femmes dans le *management* Groupe	≥ 50%	24,6%	24,1%	23,5%
Équité F/H	Indice d'équité femme / homme	France : 100 hors France : 100	France : 89 hors France : 82	France : 87 hors France : 80	France : 72 hors France : 72

(1) SBT (Science based Targets) est une initiative internationale visant à valider scientifiquement les programmes de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) des entreprises au regard des engagements de l'Accord de Paris

Les émissions de GES de la production d'énergie en 2021 (67 Mt CO_2 éq.) sont en légère diminution par rapport à 2020 (68 Mt CO_2 éq.). Elles se décomposent en 35,2 Mt pour les émissions des actifs contrôlés (scope 1) et 31,4 Mt pour celles des actifs mis en équivalence (scope 3). Le plein effet de la sortie des actifs charbon (Jorge Lacerda au Brésil en octobre et Pego au Portugal en novembre) se verra en 2022.

Les émissions de GES liés à l'usage des produits vendus (scope 3) s'élèvent à 66 Mt CO_2 éq., en augmentation par rapport à 2020 (62 Mt CO_2 éq) du fait de la hausse des ventes de gaz qui constituent la plus grande composante de ce poste d'émissions dont l'accroissement est lié à la reprise durable de l'activité industrielle à la suite de la pandémie.

La part des capacités renouvelables du Groupe s'établit au-dessus de 34% en amélioration par rapport à 2020 (31%) du fait de la stratégie de développement des capacités renouvelables qui ont augmenté de +3 GW en 2021. Cette progression confirme l'engagement du Groupe de développer 9 GW de capacités renouvelables additionnelles sur la période 2019-2021.

L'indicateur de l'objectif relatif à la décarbonation des clients, qui était précédemment un taux d'offres clients contribuant à leur décarbonation, a été remplacé en 2021 par un objectif d'émissions évitées chaque année grâce aux offres et produits d'ENGIE. La cible 2030 s'élève à 45 Mt CO_2 éq. évitées. Ce changement traduit une ambition renforcée en passant d'un objectif de moyens à un objectif de résultats, plus en phase avec nos exigences et les attentes du marché. Cet objectif traduit la démarche pour aider nos clients dans la lutte contre le changement climatique. Le résultat en 2021 s'élève à 28 Mt CO_2 éq. évitées, en progression par rapport à 2020 (21 Mt CO_2 éq).

Le taux de décarbonation des fournisseurs préférentiels atteint 20% en 2021 en progression par rapport à 2020. Cette amélioration résulte du plan d'actions mis en place sur 250 fournisseurs préférentiels pour les inciter à s'engager dans une démarche d'alignement ou de certification SBT. Cette base de fournisseurs préférentiels a vocation à s'élargir dans les années qui viennent.

Le taux de fréquence total des accidents de travail avec arrêt (incluant les sous-traitants sur sites avec accès contrôlé) atteint 2,9 quasi-stable par rapport à 2020 (2,7) malgré la reprise économique en 2021 qui génère statistiquement une plus grande exposition aux risques. Cette quasi-stabilité traduit donc une amélioration de l'indicateur. La prochaine sortie d'EQUANS conduit le Groupe à adopter un objectif plus ambitieux pour 2030 en passant de 2,9 à 2,3.

Le taux de femmes dans le management s'établit à 24,6%, en progression de 0,5 point par rapport à 2020 (24,1%). Cette amélioration résulte des premiers effets du programme *fifty-fifty*, dédié à la transformation culturelle du Groupe pour accueillir et retenir les talents féminins et ainsi accélérer et soutenir la promotion de la parité Femmes-Hommes.

L'index d'équité professionnelle et salariale Femmes-Hommes qui s'établit à 89 pour la France et 82 hors France, est en augmentation pour la France et hors France. Ces bons résultats traduisent une réduction des écarts salariaux à poursuivre dans le cadre du plan d'actions lié à cet objectif.

Les indicateurs sociaux (voir Section 3.4), environnementaux (voir Section 3.5) et sociétaux du Groupe (voir Section 3.6) sont en grande partie vérifiés par un organisme tiers indépendant (voir Section 3.10).

1.5.3 Notations RSE

ENGIE a vu sa performance RSE de nouveau reconnue en 2021 par l'agence de notation SAM avec la note de 81/100 inchangée par rapport à 2020. Le Groupe confirme son appartenance aux indices *Dow Jones Sustainability Index* (DJSI) *World* et Europe. ENGIE est 3e de son secteur (*Multi-Utilities and Water*) comprenant 62 entreprises, le positionnant dans la première moitié de ce secteur.

Le Groupe a été évalué A1 avec la note de 68/100 en 2021 par l'agence de notation Moody's ESG (ex VE-VigeoEiris) en progression de 3 points par rapport à 2020. Cette note classe le Groupe 7e de son secteur (*Electric Utilities*) comprenant 63 entreprises et entre dans les 2% des meilleures entreprises évaluées par Moody's ESG dans le monde. Avec cette note, le Groupe est présent dans les quatre indices liés à cette notation à savoir Euronext VigeoEiris World 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20.

En 2021, l'agence de notation Sustainalytics a évalué le risque RSE du Groupe avec une note de 28,5 (risque médium) en amélioration par rapport à 2020 où le risque oscillait autour de la frontière des risques médium et élevé (30). Cette note maintient le Groupe dans la première moitié de son secteur (*Utilities*) puisqu'il est classé 198e sur 672 entreprises.

L'agence de notation MSCI a maintenu la note A du Groupe en 2021 le référençant dans ses indices MSCI EMU ESG et Europe ESG. Le Groupe conserve sa position dans la première moitié de son secteur (*Utilities*).

L'agence de notation ECOVADIS a évalué le Groupe en 2021 avec la note de 77/100 en amélioration de 2 points par rapport à 2020. Le Groupe, classé dans le secteur "Fournisseurs d'électricité de gaz, de chaleur et de climatisation" se situe dans les 1% des meilleures entreprises notées par ECOVADIS.

Enfin comme chaque année, ENGIE répond également au questionnaire Climat du CDP (ex-*Carbon Disclosure Project*). En 2021, avec une note A-, le Groupe reste dans la liste des leaders en matière de stratégie et d'actions en faveur de la lutte contre le changement climatique. Le Groupe a par ailleurs maintenu sa performance relative à la protection de la ressource en eau avec la note A- suite à sa réponse au questionnaire CDP Eau. Enfin le Groupe a répondu pour la première fois au questionnaire CDP Forêts et a obtenu la note B- consacrant ses efforts en matière de gestion durable de la ressource bois.

En conclusion, le Groupe affiche de très bonnes notations RSE avec des performances bien supérieures aux moyennes des secteurs de notation des principales agences.

1.6 Présentation des activités du Groupe

Dans le cadre de sa nouvelle organisation mise en place depuis le 1er juillet 2021, ENGIE est composé de quatre *Global Business Units* (GBU) associées aux quatre métiers principaux du Groupe, Renouvelables, Infrastructures, *Energy Solutions*, Thermique et Fourniture d'Énergie, ainsi que de deux entités opérationnelles, Nucléaire et *Global Energy Management and Sales* (GEMS). Par ailleurs, EQUANS est qualifiée d'activité non poursuivie depuis la signature d'une promesse unilatérale d'achat avec Bouygues le 5 novembre 2021 (voir Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés – Note 5 Principales variations de périmètre").

1.6.1 GBU Renouvelables

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute (*en %*)
Chiffre d'affaires	3 661	2 971	+23,2%
EBITDA	1 700	1 576	+7,9%

1.6.1.1 Missions, organisation et stratégie

Missions

La GBU Renouvelables a pour missions de développer, construire, financer, exploiter et assurer la maintenance des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable d'ENGIE afin de verdir son mix énergétique. Elle couvre trois activités principales : la production centralisée d'énergie solaire, la production d'énergie éolienne terrestre et en mer et la production d'énergie hydroélectrique. La GBU fournit une expertise technique et financière, des services de gestion de l'énergie, et un soutien industriel et logistique pour les actifs renouvelables.

Organisation

La GBU Renouvelables est organisée autour de quatre régions opérationnelles : Europe, Amérique du Nord, Amérique du Sud et AMEA (Asie, Moyen-Orient et Afrique) ; deux départements de support opérationnel : Performance opérationnelle et Développement et projets ; et trois départements de support fonctionnel : Juridique et éthique ; Finance et stratégie ; Ressources humaines, communication et RSE. Les activités éolien en mer sont gérées au niveau mondial exclusivement par Ocean Winds, une *joint-venture* avec EDP Renováveis, et sont coordonnées par la région Europe.

La GBU déploie un programme de développement industriel solide basé sur les piliers suivants :

- devenir un *leader* sur le marché des énergies renouvelables en atteignant 50 GW de capacité installée en 2025 et 80 GW en 2030. Pour atteindre cet objectif, il faudra installer 46 GW supplémentaires sur la période 2022-2030 (dont environ 21 GW pour l'éolien terrestre, 18 GW pour le solaire photovoltaïque centralisé et 7 GW pour l'éolien en mer). La grande majorité des investissements devrait être concentrée sur les cinq marchés prioritaires de la GBU, à savoir les États-Unis, la France, le Brésil, le Chili et l'éolien en mer ;
- concentrer le développement du Groupe sur un modèle gardant les actifs sur le bilan (*develop-to-own*) dans les zones géographiques matures, dans lequel ENGIE est l'opérateur et gère le risque de développement ;
- renforcer la compétitivité en améliorant l'excellence opérationnelle par la création d'une plateforme industrielle mondiale, permettant de bénéficier d'économies d'échelle dans les domaines de l'ingénierie, l'approvisionnement et de l'opération et maintenance (O&M) ;
- se différencier à travers son expertise dans le développement de projets, la gestion de l'énergie et le suivi des opérations.

1.6.1.2 Activités en Europe

1.6.1.2.1 France

En France, ENGIE est le premier producteur d'énergie éolienne terrestre et solaire photovoltaïque centralisée, et occupe historiquement la 2e place dans l'hydroélectricité. La GBU vise à renforcer le *leadership* du Groupe dans le domaine de l'éolien terrestre et à accélérer considérablement la croissance dans le solaire photovoltaïque. Elle se positionne principalement sur les appels d'offres publics et contribuera à l'émergence des appels d'offres d'entreprise.

Le périmètre d'activités en France comprend trois filiales détenues par ENGIE, que ce soit exclusivement ou en partenariat :

- ENGIE Green (détenue à 100% par ENGIE), le *leader* français de l'énergie éolienne et solaire basé à Montpellier avec plus de 600 employés, qui exploite une capacité installée de 3 089 MW (2054 MW d'énergie éolienne terrestre et 1 035 MW d'énergie solaire) ;
- SHEM (Société Hydro-Électrique du Midi, détenue à 100% par ENGIE), basée à proximité de Toulouse : principalement de la production d'énergie hydroélectrique haute puissance (784 MW de puissance installée) dans le sud-ouest de la France ;
- CNR (Compagnie Nationale du Rhône, dans laquelle ENGIE détient une participation de 49,97%), spécialisée dans la production d'énergie hydroélectrique basée à Lyon, avec une capacité installée de 3 079 MW le long du Rhône et sa filiale CN'Air, une société spécialisée dans la production d'énergie éolienne terrestre et solaire, avec une capacité installée de 882 MW fin 2021.

Évolutions réglementaires

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), publiée en avril 2020, qui contient un calendrier d'appels d'offres et un objectif pour l'éolien en mer et le solaire photovoltaïque (en particulier au sol), doit être mise à jour en 2023.

Le cahier des charges des appels d'offres de la Commission de régulation de l'énergie prévoit de nouvelles dispositions, relatives notamment au bilan carbone et à l'appropriation sociale des actifs renouvelables.

Suivant l'application de la réforme de l'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseau pour le photovoltaïque, d'autres mesures législatives de simplification sont intervenues pour l'éolien terrestre, notamment la suppression d'un niveau de juridiction en cas de recours.

Fin 2020, la loi de finance française a prévu la possibilité d'une renégociation des mécanismes de soutien public pour les installations photovoltaïques. En octobre 2021, les réglementations de mise en œuvre ont été divulguées. L'étendue et, par conséquent, l'impact de ce changement réglementaire doivent encore être évalués, mais l'impact financier a été atténué par l'activation d'une clause de sauvegarde qui permet de réexaminer la viabilité économique des actifs concernés.

1.6.1.2.2 Reste de l'Europe

En plus de sa position de *leader* en France, le Groupe vise à accélérer ses activités dans le reste de l'Europe en développant un solide portefeuille de projets, avec des maturités différentes et dans des géographies ciblées.

Fin 2021 en Europe (hors France), le Groupe exploite 1,9 GW d'énergie hydroélectrique (principalement dans la péninsule ibérique), 2,6 GW d'éolien terrestre (principalement en Espagne, au Portugal et en Belgique), et 0,14 GW de solaire photovoltaïque.

En matière de production d'hydroélectricité, ENGIE, en partenariat avec Crédit Agricole Assurances et Mirova, jouit d'une position solide au **Portugal** avec un portefeuille d'installations hydrauliques de 1 688 MW dans le nord-est du pays. Le Groupe est également présent en **Espagne** avec un portefeuille de petites centrales hydroélectriques (pour un total de 65 MW) et en **Allemagne** où il exploite la centrale hydraulique de Pfreimd (pompage turbinage de 137 MW et au fil de l'eau de 5 MW).

Le Groupe exploite 2 630 MW d'actifs d'éolien terrestre fin 2021, principalement en **Espagne** (536 MW), au **Portugal** (489 MW, via TrustWind, une *joint-venture* à 50-50 avec Marubeni), en **Belgique** (483 MW, position de numéro un et +85 MW en 2021), en **Italie** (338 MW, +39 MW en 2021), en **Norvège** (208 MW), en **Allemagne** (196 MW), en **Pologne** (138 MW) et en **Roumanie** (98 MW).

Le Groupe possède également 138 MW d'actifs solaires photovoltaïques, principalement en **Espagne** (47 MW), aux **Pays-Bas** (41 MW), en **Italie**, en **Pologne** et en **Roumanie**.

En 2021, ENGIE et Crédit Agricole Assurances ont également acquis une participation de 97,33% d'Eolia Renovables, l'un des plus grands producteurs d'énergie renouvelable en Espagne. Il couvre, au-delà d'un portefeuille de projets en développement de 1,2 GW, la propriété et l'exploitation de 821 MW d'énergie éolienne terrestre et de 78 MW de solaire photovoltaïque.

1.6.1.2.3 Activités éolien en mer par l'intermédiaire d'Ocean Winds (OW)

Ocean Winds (OW) est une *joint-venture* à 50-50, détenue et créée en 2019 par EDP Renováveis et ENGIE, combinant les portefeuilles de projets existants et en développement des deux sociétés dans le secteur de l'éolien offshore (fixe et flottant), principalement en Europe, aux États-Unis et dans certaines régions d'Asie. Fin 2021, la joint-venture exploite 512 MW, dont Seamade (487 MW en Belgique) et WindFloat Atlantic (25 MW au Portugal). La *joint-venture* compte également 953 MW en construction (Moray East au Royaume-Uni) et de nombreux projets en développement.

En juin 2021, le Bureau polonais de la réglementation de l'énergie a accordé un contrat de différence (CfD) de 370 MW au parc éolien offshore B&C-Wind. En décembre, OW a conclu un contrat d'achat d'électricité (PPA) de 400 MW avec l'État du Massachusetts, via sa *joint-venture* à 50-50 avec Shell New Energies.

1.6.1.3 Activités en Amérique du Nord

L'Amérique du Nord est un marché prioritaire pour la croissance d'ENGIE dans le domaine des énergies renouvelables, avec une grande partie des actifs sous contrat avec des entreprises clientes par le biais de contrats d'achat d'électricité (*cPPA*). En 2021, le Groupe a signé 485 MW de *corporate PPA* aux États-Unis.

Fin 2021, le portefeuille d'exploitation d' ENGIE était composé de 3,2 GW d'éolien terrestre (2 504 MW aux États-Unis, + 643 MW en 2021 et 660 MW au Canada) et de 0,6 GW de solaire aux États-Unis, (+165 MW en 2021). La grande majorité de ce portefeuille opérationnel se situe sur trois marchés : ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*) et SPP (*Southwest Power Pool*) aux États-Unis et dans l'Ontario au Canada.

1.6.1.4 Activités en Amérique du Sud

Deux des cinq principaux marchés d'ENGIE se trouvent en Amérique du Sud (Brésil et Chili), où le Groupe détient des positions fortes avec 11,9 GW d'hydroélectricité (principalement au Brésil), 1,5 GW d'éolien terrestre et 0,4 GW d'énergie solaire photovoltaïque.

Au **Brésil**, ENGIE exploite 11,8 GW d'hydroélectricité, 1,3 GW d'éolien terrestre (y compris le projet Campo Largo qui a débuté son exploitation commerciale en 2021) et 0,3 GW de solaire photovoltaïque.

ENGIE Brasil Participações Ltda (EBP, filiale d'ENGIE à 100%) détient 68,71% du capital d'ENGIE Brasil Energia EBE (EBE), qui est responsable des activités de production centralisée et de transport d'électricité. EBP détient 40% des parts dans Energia Sustentavel do Brasil Participações S.A., qui possède la centrale hydroélectrique de Jirau (3 750 MW). ENGIE renforce sa présence dans l'État Rio Grande do Norte, où il exploite un actif de production photovoltaïque depuis 2017, avec l'acquisition dans la municipalité d'Assú d'un portefeuille de projets allant jusqu'à 750 MW.

Au **Chili**, par le biais de sa filiale détenue à 60% ENGIE Energia Chile (EECL), ENGIE compte 413 MW de capacité renouvelable, dont deux projets ayant atteint la mise en service en 2021 : le projet solaire photovoltaïque Tamaya (114 MW) et le parc éolien Calama (151 MW). En 2021, le Groupe a annoncé une sortie du charbon d'ici 2025, en parallèle d'un plan de développement de 2 GW d'énergie renouvelable dans le pays.

Au **Mexique**, le Groupe exploite 819 MW (674 MW de solaire photovoltaïque et 145 MW d'éolien terrestre), dont une capacité de 176 MW de solaire photovoltaïque qui a été mise en service fin 2021.

Au **Pérou**, par l'intermédiaire d'ENGIE Energia Peru (détenue à 61,77% par ENGIE), ENGIE exploite 255 MW de production d'énergie hydraulique et 41 MW de solaire photovoltaïque. ENGIE construit actuellement le plus grand parc éolien du pays : le projet Punta Lomitas (260 MW), reprenant le contrat de vente d'énergie de la centrale à charbon d'Ilo21 qui cessera de fonctionner (Section 1.6.4.2.2 Amériques).

Évolutions réglementaires

Concernant le marché de l'électricité du **Brésil**, le régulateur devrait poursuivre ses annonces de nouvelles initiatives en ligne avec une modernisation du fonctionnement de marché de l'électricité, pour ouvrir le marché à la concurrence et améliorer son fonctionnement et assurer les investissements nécessaires dans des capacités de production. ENGIE, *leader* sur le marché des consommateurs qui achètent sur le marché de gros, suit activement ces évolutions potentielles.

1.6.1.5 Activités en Asie, Moyen-Orient et Afrique

ENGIE exploite 2,4 GW de capacités dans la région, dont 1,1 GW d'énergie éolienne terrestre, 1,1 GW d'énergie solaire et 0,2 GW d'autres renouvelables.

En **Inde**, ENGIE détient un portefeuille de 1 GW en capacité d'énergie renouvelable, dont 806 MW en énergie solaire photovoltaïque (+200 MW en 2021) et 250 MW d'éolien terrestre (+74 MW en 2021).

ENGIE exploite également d'autres parcs éoliens terrestres situés au **Maroc** (Tarfaya, 316 MW en partenariat avec Nareva), en **Égypte** (Ras Ghareb, 263 MW, en partenariat avec Orascom), en **Australie** (Wilogoleche 119 MW et Canunda, 46 MW, en partenariat avec Mitsui/ICG), en **Afrique du Sud** (West Coast One, 91 MW) et en **Mongolie** (55 MW).

ENGIE exploite également des actifs solaires en **Afrique du Sud**, dont 200 MW de solaire concentré et 18 MW de photovoltaïque, et au **Sénégal** (Kahone, 60 MW d'énergie solaire photovoltaïque mis en service en 2021 dans le cadre du programme IFC Scaling Solar).

1.6.2 GBU Infrastructures

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	6 700	6 718	-0,3%
EBITDA	4 121	3 848	+7,1%

1.6.2.1 Missions, organisation et stratégie

La GBU Infrastructures [(1)] est en charge, notamment au travers de filiales indépendantes, du développement, de l'exploitation et de la maintenance des infrastructures gaz (réseaux de distribution et de transport, stockage et terminaux GNL) et des réseaux électriques, ainsi que de la production de biométhane, en France comme à l'international. Ces infrastructures et leur décarbonation sont un enjeu central de la transition énergétique. Le gaz naturel, relayé par le biométhane puis à plus long terme par l'hydrogène, est un vecteur clé pour permettre cette transition, en se substituant au charbon, beaucoup plus polluant, et en assurant la flexibilité et la sécurité globale des systèmes énergétiques intégrés. Quant aux réseaux électriques, ils sont indissociables du développement des énergies renouvelables qu'il faut connecter et distribuer, et des nouveaux usages tels que la mobilité électrique. Le groupe ENGIE est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe, notamment au travers de filiales indépendantes.

La stratégie poursuivie peut se résumer en quatre points :

- maximiser la valeur des actifs existants ;
- rééquilibrer le portefeuille, historiquement construit autour des infrastructures gazières en France, vers l'international et l'électricité ;
- promouvoir la production de biométhane, en France et dans un certain nombre de pays ciblés à l'international ;
- opérer la conversion des actifs à l'hydrogène.

Au-delà de cette feuille de route stratégique, les missions de la GBU Infrastructures sont aussi de :

- gérer et optimiser les compétences nécessaires ;
- assurer la performance opérationnelle et la digitalisation des actifs et processus ; et
- veiller à la sécurité et à la santé des personnes.

(1) Dans les limites des dispositions du Code de l'énergie et des contraintes de régulation applicables à des entités relevant de la GBU Infrastructures

1.6.2.2 Activités en France

1.6.2.2.1 GRDF

GRDF, filiale indépendante d'ENGIE, assure en France le développement, l'exploitation et la maintenance de réseaux de distribution, achemine le gaz au profit des consommateurs. GRDF a pour mission d'offrir un accès non-discriminatoire au réseau à tous les fournisseurs de gaz naturel ainsi qu'aux producteurs de biométhane.

GRDF développe ses activités selon les trois orientations de son projet d'entreprise : (i) viser l'excellence opérationnelle dans l'exercice de ses métiers pour être reconnu comme un professionnel engagé ; (ii) faire du gaz une énergie d'avenir en démontrant sa pertinence dans le mix énergétique et (iii) construire avec tous les métiers un modèle d'entreprise responsable, plus ouverte et collaborative.

L'activité de distribution présente des spécificités liées à son caractère de service public local. Chaque collectivité alimentée en gaz naturel confie à un distributeur agréé, par voie de concession, l'exploitation du service public de la distribution de gaz sur son territoire. Les concessions sont conclues ou renouvelées sur la base d'un modèle de contrat établi conjointement entre les Fédérations représentatives des Collectivités Concédantes (FNCCR, AFU) et GRDF. Les autorités concédantes exercent ensuite des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant de ces contrats de concession.

Depuis mi-2018, GRDF a engagé des échanges avec la FNCCR et AFU pour moderniser le modèle de contrat qui servira aux renouvellements futurs des contrats avec les autorités concédantes. La signature des nouveaux modèles nationaux des contrats devrait intervenir au 1er trimestre 2022.

Les ouvrages de distribution appartiennent aux collectivités, alors même qu'ils sont construits et financés par GRDF. GRDF concessionnaire en a l'usage exclusif. Le Code de l'énergie reconnaît des zones de desserte exclusives aux concessionnaires historiques que sont GRDF et les 22 entreprises locales de distribution (ELD). Titulaires d'un monopole de distribution, ils sont les seuls opérateurs avec lesquels les collectivités territoriales concédantes peuvent renouveler leurs concessions. La résiliation anticipée de la concession est strictement encadrée quant à ses motifs (limitativement énumérés) et quant à sa date (la moitié de la durée devant être écoulée). Elle est soumise à un préavis de deux ans et donne lieu à indemnisation du concessionnaire par l'autorité concédante.

Hors des zones de desserte exclusives de GRDF et des ELD, les communes non desservies en gaz naturel ont la possibilité de confier la distribution publique de gaz à l'opérateur agréé de leur choix après une procédure de mise en concurrence.

En 2021, le Conseil d'Administration a adopté et inscrit dans les statuts de l'entreprise sa raison d'être : "Agir pour donner au plus grand nombre le choix d'une énergie d'avenir, performante, renouvelable, sûre et abordable, au cœur de la vie des territoires". Elle repose sur le rôle important que le réseau de distribution apporte à la transition énergétique. En 2021, au-delà de l'importante dynamique d'intégration du biométhane dans les réseaux, GRDF a poursuivi le déploiement de son programme R&D pour préparer l'intégration dans le réseau des nouveaux gaz renouvelables (hydrogène par mélange, méthanation ou réseaux dédiés ; et pyro-gazéification).

Le projet de conversion du gaz bas pouvoir calorifique dit gaz "B", originaire principalement des Pays-Bas, au gaz à haut pouvoir calorifique majoritairement répandu en France s'est poursuivi avec succès en 2021 avec la conversion d'environ 50 000 clients sur les secteurs de Calais et de St Omer.

Évolutions réglementaires

Hormis ce cas particulier des délégations de service public attribuées récemment après mise en concurrence, un tarif fixé par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) rémunère l'activité de GRDF. À la suite de la décision de la CRE du 23 janvier 2020, le nouveau tarif de distribution de gaz de GRDF dit "ATRD6" est entré en vigueur le 1er juillet 2020 pour une durée de quatre ans. Il s'applique à la zone de desserte exclusive de GRDF. La structure de ce tarif s'inscrit dans la continuité du précédent.

La CRE a pris en considération l'ensemble des projets structurants que GRDF doit mener sur la période tels que la fin du projet de déploiement des compteurs communicants en 2023 et le projet Changement de gaz de conversion de gaz B en gaz H du Nord de la France. La Commission de régulation de l'énergie porte ainsi à 4,10% – réel avant impôts – le taux de rémunération de la base d'actif régulé de GRDF pour 2020-2023.

Après une légère baisse de -0,4% au 1er juillet 2020, le tarif a augmenté de 0,7% au 1er juillet 2021. Cette hausse est essentiellement due à la répercussion dans le tarif 2021 de la baisse de recettes constatée en 2020 en raison notamment d'un climat plus chaud que la normale, et, dans une moindre mesure, à des volumes en retrait du fait de la crise de la Covid 19.

Avec sa délibération du 11 mars 2021, la CRE a validé le cadre tarifaire du projet Changement de gaz pour l'ensemble de sa durée, 2021-2029. La trajectoire tarifaire de référence a été fixée pour la fin de la période ATRD6 soit 2021-2023.

1.6.2.2.2 GRTgaz

GRTgaz est une filiale indépendante d'ENGIE, qui en 2017, a acquis une participation dans le capital d'Elengy, filiale d'ENGIE, opérateur de terminaux méthaniers en France. En 2021, ENGIE a cédé 11,5% du capital de l'entreprise à la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), un consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructures et la Caisse des Dépôts. Au cours de cette opération, la participation de GRTgaz dans sa filiale Elengy a été amenée à 100% (contre 82,2% auparavant). À ce jour, GRTgaz est détenue par ENGIE, SIG et ses salariés à hauteur respectivement de 60,8%, 38,8% et 0,3% du capital.

GRTgaz assure, sur la plus grande part du territoire français, le développement, l'exploitation et la maintenance d'un réseau de transport de gaz constitué de plus de 32 000 km de canalisations enterrées et de 26 stations de compression. Cette infrastructure permet d'acheminer le gaz entre fournisseurs et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). GRTgaz assure des missions de service public pour garantir la continuité d'alimentation des consommateurs. Il commercialise des services de transport aux utilisateurs du réseau et il gère des activités de transport de gaz en Allemagne via sa filiale GRTgaz Deutschland.

L'activité de GRTgaz s'exerce dans un cadre général visant à garantir l'indépendance du gestionnaire de réseau.

L'année 2021 a été marquée par l'adoption et l'inscription dans les statuts de l'entreprise de sa raison d'être : "Ensemble, rendre possible un avenir énergétique sûr, abordable et neutre pour le climat". Elle est la résultante d'un processus qui a impliqué toutes les parties prenantes de l'entreprise. Cette raison d'être prolonge les missions de service public de GRTgaz. Elle renforce sa légitimité en tant qu'opérateur d'infrastructures au service d'un système énergétique hybride et décarboné, et oriente ses champs d'innovation et de diversification dans le domaine de la transition énergétique.

L'entreprise a ainsi pour ambition de poursuivre son engagement résolu dans la transition énergétique en favorisant le développement, l'injection dans les réseaux et les usages des gaz renouvelables et bas carbone (biométhane et hydrogène), tout en continuant à opérer de façon sécurisée et optimisée une infrastructure gazière permettant une meilleure intégration des marchés européens du gaz. GRTgaz s'engage sur des premiers projets concrets d'infrastructure tels que MosaHYc, premier projet de réseau transfrontalier par conversion d'ouvrage gaz long de 100 km et rassemblant un ensemble de producteurs et de consommateurs d'hydrogène en France, Allemagne et Luxembourg. Le Groupe vise 170 km de réseau de transport en 2025 et 700 km en 2030 (Section 1.6.4.4 "Activités Hydrogène").

En juin 2021, GRTgaz achève la construction et met en service un gazoduc pour alimenter la centrale au gaz de Landivisiau. Enfin, toujours en 2021, la plateforme FenHYx, une des premières plateformes de R&D en Europe dédiées à l'impact de l'hydrogène sur les infrastructures gazières, débute ses activités d'essais techniques au sein de RICE, le centre de R&D de GRTgaz.

Évolutions réglementaires

Le Code de l'énergie prévoit que la construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel soient soumises à une autorisation nominative et incessible délivrée par l'autorité administrative. Par délibération du 20 janvier 2020, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a défini la méthodologie et fixé les tarifs d'utilisation des réseaux de transport en France dit "ATRT7" applicables pour 2020-2023.

Dans ce cadre et en application de la méthodologie et des hypothèses d'inflation retenues, l'évolution du tarif de transport de gaz applicable au 1er avril 2021 (ATRT7) s'établit à -1,2% sur le réseau principal et -1,6% sur le réseau régional (délibération de la CRE du 1er avril 2021). Cette délibération ne modifie pas celle du 1er avril 2020 qui avait fixé à 4,25% – réel avant impôts – le taux de rémunération de la base d'actif régulé de GRTgaz pour 2020-2023.

Avec ce tarif, la CRE maintient les moyens accordés à GRTgaz pour répondre aux enjeux de la transition énergétique dans le cadre du précédent tarif (ATRT6), tout en requérant un haut niveau de performance de l'opérateur.

1.6.2.2.3 Elengy

Les terminaux méthaniers sont des installations portuaires permettant la réception ainsi que la regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL). Depuis 2012, Elengy a développé des services complémentaires comme le rechargement de méthaniers, le transbordement entre navires ou le chargement de citernes routières de GNL.

Elengy est l'un des principaux opérateurs européens de terminaux méthaniers et exploite trois terminaux méthaniers en France. Au 31 décembre 2021, les installations exploitées par Elengy ont une capacité de regazéification totale de 20 milliards de m^3 (Gm^3) de gaz par an.

En 2017, GRTgaz, filiale indépendante d'ENGIE, a acquis Elengy. En 2020, Elengy a acquis les parts de TotalEnergies dans leur filiale commune Fosmax LNG. Elengy est dorénavant propriétaire à 100% de ses trois terminaux.

Installation : Le terminal de Fos Tonkin, mis en service en 1972, est situé sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie. Son appontement peut accueillir des navires transportant jusqu'à 75 000 m^3 de GNL et son réservoir a une capacité totale de 80 000 m^3. Sa capacité commerciale est réduite à 1,5 Gm^3/an depuis le 1er janvier 2021.

Le terminal de Montoir-de-Bretagne, mis en service en 1980, est situé sur la côte atlantique et reçoit du GNL provenant de sources variées. Il dispose d'une capacité de regazéification de 10 Gm^3 de gaz par an, de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 m^3 de GNL. Ces capacités sont complétées par deux appontements pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 260 000 m^3 de GNL (Qmax) et permettant une activité importante de transbordements.

Le terminal de Fos Cavaou, mis en service commercial en 2010 a une capacité de regazéification de 8,5 Gm^3 de gaz par an. Il dispose d'un appontement pouvant accueillir les navires de taille Qmax et de trois réservoirs d'une capacité totale de 330 000 m^3 de GNL. Les premières opérations de chargement de micro-méthaniers ont débuté en décembre 2021.

Une décision d'investissement a été prise en 2021 pour augmenter la capacité de chargement de citernes sur le terminal de Montoir, et une décision similaire est en cours d'instruction pour Fos Cavaou.

Évolutions réglementaires

Les terminaux méthaniers sont accessibles à tous les fournisseurs de GNL. Les tarifs d'accès à la regazéification sont régulés. Ceux en cours ont été fixés par la délibération de la CRE du 6 janvier 2021 et s'appliquent depuis le 1er avril 2021. La Commission de régulation de l'énergie a redéfini le taux de rémunération de la base d'actif d'Elengy pour 2021-2024 en recalant le taux de base avant majorations GNL spécifiques sur celui applicable au transport depuis 2020 (tarif ATRT7).

Les services de transbordement et de chargement de micro-méthaniers et de citernes GNL sont non régulés.

1.6.2.2.4 Storengy

Avec Storengy, le Groupe est *leader* du stockage souterrain de gaz naturel en Europe, doté d'une capacité nette de stockage de 12,2 milliards de m^3.

Stockage de gaz et conversion aux gaz renouvelables

En **France,** Storengy SA exploite 14 installations de stockage souterrain. Neuf stockages en nappe aquifère (pour un volume utile total de 9 milliards de m^3), quatre stockages en cavités salines (1 milliard de m^3) et un stockage en gisement déplété (80 millions de m^3). Trois de ces sites sont en exploitation réduite selon des modalités réglementaires précises (880 millions de m^3).

En **Allemagne,** Storengy Deutschland GmbH, filiale à 100% de Storengy, détient et exploite six stockages (1,7 milliard de m^3 ; trois sites salins et trois sites déplétés), et opère un septième stockage pour compte de tiers

Au **Royaume-Uni,** Storengy UK Ltd, filiale à 100% de Storengy, exploite le stockage en cavités salines de Stublach (400 millions de m^3). Avec ses 20 cavités, ce stockage est le plus grand en activité au Royaume-Uni.

En Europe, Storengy prépare également la conversion des actifs de stockage aux gaz renouvelables (biométhane, méthane de synthèse, hydrogène) afin de valoriser le stockage de gaz dans un marché décarboné. À ce titre, Storengy développe les projets HyPSTER (1 MW d'électrolyse et 3t – jusqu'à 44t – de stockage H_2 à horizon 2025) sur son site d'Etrez et HyGreen (Phase 1: 1 MW; Phase 2: 350 MW et 2000t de stockage H_2 à horizon 2027) sur son site de Manosque. D'autres projets sont à l'étude sur les sites anglais et allemands de Storengy (Section 1.6.4.4 "Activités Hydrogène").

Production et stockage de gaz renouvelables

Storengy se positionne aujourd'hui comme un acteur incontournable de la production de biométhane par méthanisation en France à travers sa filiale ENGIE BIOZ (17 unités en exploitation – 385 GWh/an, 13 sites en construction). Le développement de cette activité se fait en accord avec les nouvelles dispositions tarifaires pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel, l'évolution des dispositifs de garanties d'origine du biométhane ainsi que la mise en place du système de certificats de production de biogaz.

Au Royaume-Uni, Storengy a également lancé la construction de son premier projet de méthanisation (55 GWh/an) qui sera opérationnel courant 2022. D'autres projets sont actuellement à l'étude dans d'autres pays d'Europe.

Storengy se positionne également sur la production de méthane de synthèse via la méthanation au travers de projets pilotes en cours de développement (Hycaunais, Méthycentre) mais également de projets commerciaux (Pau Lescar, dans le cadre d'un groupement mené par SUEZ).

En plus des projets de production d'hydrogène par électrolyse autour de ses sites de stockage, Storengy s'engage enfin dans le développement du marché de la production d'H_2 naturel afin de développer un approvisionnement en H_2 bas carbone et compétitif. Ce gaz est généré en permanence dans les profondeurs de la Terre et pourrait être exploité au travers de forages. Storengy va lancer en 2022 une campagne de mesure d'émissions d'H_2 naturel utilisant la technologie propriétaire d'ENGIE afin d'identifier des zones à haut potentiel pour le développement de ce marché.

Production de chaleur, de froid et d'électricité par géothermie

En partenariat avec d'autres entités du Groupe, Storengy développe plusieurs projets de réseaux de chaleur et de froid à l'échelle des villes et des territoires en France. En particulier, le projet Plaine Garonne Énergie, avec ENGIE Solutions, vise à concevoir, construire et exploiter un nouveau réseau de chaleur au cœur de Bordeaux avec délégation de service public pour une durée de 30 ans. Ce projet a été mis en service fin 2021 et permettra d'éviter à l'avenir l'émission de 19 000 tonnes de CO_2 chaque année.

Enfin, Storengy s'efforce à développer de nouvelles capacités de production électrique à partir de géothermie haute température en France métropolitaine mais également en Guadeloupe et dans d'autres îles de la zone Caraïbes.

Évolutions règlementaires

En juin 2021, la Commission européenne a annoncé, sa décision de compatibilité du dispositif régulé d'accès au stockage avec les règles européennes relatives aux aides d'État. Cette décision clôture l'enquête formelle de 18 mois menée par la direction générale de la concurrence (DG Comp) de la Commission européenne. En France, l'ordonnance Hydrogène de février 2021 autorisant l'utilisation des concessions stockage gaz existantes pour le développement des stockages Hydrogène conforte l'orientation prise par Storengy.

1.6.2.3 Activités en Amérique

ENGIE est devenu l'un des acteurs majeurs dans le secteur des infrastructures énergétiques en Amérique latine.

Au **Chili**, ENGIE détient une participation de 59,99% dans ENGIE Energía Chile (EECL). Cette société opère 2 407 km de lignes de transport et 24 sous-stations, avec 30 km supplémentaires de lignes de transport et 10 sous-stations en construction. EECL détient également 50% de Transmisora Electrica del Norte (TEN). Cette société exploite 1 204 km de lignes de transport et 4 sous-stations, qui interconnectent les réseaux électriques du nord et du centre du Chili. En 2021, EECL a remporté l'appel d'offres pour la construction de la sous-station de 220/110/23 kV de La Ligua, avec des CAPEX de référence de 20,5 millions de dollars US. Dans le secteur gazier, ENGIE détient une participation de 63% dans GNL Mejillones, un terminal de regazéification de GNL d'une capacité de 5,5 Mm^3/jour situé dans le nord du Chili, et de 100% dans les sociétés ENGIE Gas Chile et ENGIE Stream Solutions Chile, qui assurent la commercialisation du gaz naturel par des conduites de distribution et du GNL par camions. En outre, sa filiale EECL détient 100% de Gasoducto NorAndino, un pipeline d'environ 1 000 kilomètres entre l'Argentine et le Chili.

Au **Mexique**, ENGIE exploite huit sociétés de distribution locales fournissant du gaz naturel à près de 630 000 clients via un réseau de 13 880 km et trois sociétés de transport de gaz exploitant environ 1 300 km de pipelines. En août 2020, une extension du gazoduc Mayakan a été achevée. Ce gazoduc interconnecte notre réseau Mayakan au réseau national de pipelines (*National Pipeline System*). Il s'agit de la première des deux phases de développement qui permettront de doubler la capacité du gazoduc Mayakan à fournir de l'énergie propre aux foyers et industries de la péninsule du Yucatan.

En **Argentine**, ENGIE détient une participation de 64,2% dans Litoral Gas, une entreprise de distribution de gaz comptant plus de 740 000 clients et exploitant 13 350 km de réseaux. En outre, elle détient une participation de 46,7% dans Energy Consulting Services (ECS), une société de vente en électricité et en gaz et de conseil en énergie.

Au **Pérou,** ENGIE détient une participation de 62% dans ENGIE Energia Péru, à travers laquelle, il opère plus de 900 km de lignes de transport d'électricité.

En **Colombie**, ENGIE a ouvert un nouveau bureau de développement en 2019.

Au **Brésil**, ENGIE a fait son entrée dans le secteur du transport d'électricité en décembre 2017. ENGIE Brazil Energia (EBE) a remporté une vente aux enchères pour le projet Gralha Azul, comportant 1 000 km de lignes de transport électrique et cinq sous-stations électriques dans l'État de Paraná dans le sud du pays. En janvier 2020, ENGIE a acquis les projets Novo Estado auprès de Sterlite, concessionnaire chargé de la construction, de l'exploitation et de l'entretien de 1 800 kilomètres de lignes de transmission dans les États de Pará et de Tocantins, y compris la construction d'une nouvelle sous-station et la modernisation de trois sous-stations existantes dans les deux États. Le projet Gralha Azul sera presque entièrement opérationnel d'ici mars 2022, et le projet Novo Estado d'ici décembre 2022. Concernant ce dernier, la chute d'un pylône le 16 juillet 2021 a entraîné le décès de sept employés du sous-traitant Sigdo Koppers Ingeniería y Construcción (SKIC). Un groupe de travail a été constitué immédiatement pour enquêter sur les causes de ce terrible accident et proposer les mesures nécessaires pour éviter que cela ne se reproduise. Un plan d'action a été mis en place afin de renforcer les normes de sécurité, d'assurance qualité et de contrôle qualité d'ENGIE.

Dans le domaine des infrastructures de pipelines de gaz naturel, ENGIE a conclu l'acquisition de 100% des actifs de TAG en 2020. Cette acquisition s'est faite via le consortium constitué du groupe ENGIE à hauteur de 65% (par l'intermédiaire de GDFI) et de la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ) pour les 35% restants. TAG est une des principales sociétés de transport de gaz naturel sur le marché régulé au Brésil avec un réseau de gazoducs d'environ 4 500 km, soit 47% de l'ensemble des infrastructures gazières du pays. TAG compte 11 installations de compression de gaz, 12 points de réception de gaz (dont deux terminaux méthaniers) et 90 points de livraison de gaz. TAG transporte du gaz naturel vers 10 distributeurs de gaz (LDC), raffineries, usines d'engrais et centrales électriques. En 2021, TAG a signé son premier contrat avec un acteur privé (groupe UNIGEL), afin de répondre aux besoins de deux usines d'engrais situées dans les États de Bahia et de Sergipe, pour un volume total de 2,3 millions de mètres cubes par jour. La société a également commencé à recenser les agents intéressés par un accès à son infrastructure afin de planifier ses futurs investissements. Les principaux projets en cours de développement sont la connexion du terminal méthanier de Sergioe, un point de réception à Suape (État de Pernambuco), un nouveau point de livraison à Itagibá (État de Bahia) et une nouvelle station de compression dans le pipeline de Gasene.

Aux **États-Unis**, ENGIE continue à gérer l'actif GNL restant de la société, Neptune, situé au large des côtes de Boston, Massachusetts. Neptune demande à prolonger pour encore trois ans la suspension de sa licence d'exploitation, qui doit expirer en juin 2022. La suspension profite à ENGIE de deux façons : premièrement, elle réduit les charges d'exploitation car certaines activités ne sont pas nécessaires pendant la suspension ; deuxièmement, elle retarde les éventuels coûts de mise hors service qui pourraient être encourus autrement.

Au **Canada**, ENGIE détient une participation de 40% dans Intragaz, une société qui possède et exploite deux sites de stockage souterrain de gaz naturel dans des réservoirs épuisés de la région du Québec, avec une capacité totale de 157 millions de mètres cubes. Une expansion est en cours de développement en vue d'augmenter le taux de retrait de 25%, Le tarif actuel expire en 2023 et sa révision est en cours, avec une décision attendue pour fin 2022.

Évolutions réglementaires

Au **Chili**, la Commission nationale de l'énergie a publié en 2021 son rapport technique sur la procédure d'examen quadriennal des tarifs pour le transport régulé couvrant la période 2020-2023. Les résultats sont sous réserve de révision par un panel d'experts défini par la réglementation chilienne, dont la décision a été publiée le 12 janvier 2022. L'analyse de conformité juridique du décret qui établira les nouveaux tarifs sera effectuée par le Contrôleur Général de la République au cours du premier semestre 2022.

Au **Brésil**, après plusieurs années de discussions, une nouvelle loi sur le gaz a été approuvée par le Congrès brésilien et signée par le président Bolsonaro. Cette loi a pour objectif de créer les conditions nécessaires à l'ouverture du marché du gaz, après des années de monopole de la société pétrolière nationale, le géant Petrobras. Les principales difficultés résident dans la publication de certains décrets qui encadreront la loi et l'harmonisation de la législation entre les différents États et le gouvernement fédéral. Dans la chaîne du gaz, les activités en amont et intermédiaires sont régulées par une agence fédérale (ANP), tandis que les activités en aval relèvent d'un monopole d'État régulé par des agences locales.

1.6.2.4 Activités en Europe et dans le reste du monde

ENGIE est présent dans le domaine des infrastructures gazières en **Roumanie** via Distrigaz Sud Retele, filiale à 99,99% d'ENGIE Romania, elle-même détenue à 50.99% par le groupe ENGIE. Distrigaz Sud Retele est le principal distributeur de gaz naturel du pays. Il couvre la moitié sud de la Roumanie et exploite un réseau de distribution de 21 104 km fin 2021, servant près de deux millions de points de livraison.

Le Groupe est aussi actif dans le stockage de gaz naturel en Roumanie à travers sa filiale Depomures, détenue à 59%. Elle exploite un stockage de 3 TWh, soit 10% de la capacité de stockage de gaz naturel du pays.

En **Allemagne**, ENGIE détient une participation de 31,575% dans GASAG, la société de distribution de gaz de Berlin. Elle couvre également, via ses filiales, la région du Brandebourg. GASAG est active dans la commercialisation d'énergie et les services énergétiques. Cette participation fait l'objet d'une mise en équivalence dans les comptes d'ENGIE.

En dehors d'Europe, le Groupe conserve une veille sur de potentiels projets dans des infrastructures gazières dans des géographies où cela permettrait d'améliorer la trajectoire de décarbonation.

Évolutions réglementaires

En **Roumanie**, les nouveaux amendements apportés à la loi sur l'énergie en 2020 imposent aux distributeurs de gaz de raccorder gratuitement les ménages qui en font la demande. Ils imposent également d'étendre les réseaux de gaz dans toutes les localités de la région où ils détiennent une concession. Les coûts afférents sont reconnus dans les tarifs de distribution. Ces mesures conduisent à une très forte augmentation des demandes de raccordements.

1.6.3 GBU *Energy Solutions*

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	9 940	8 840	+12,4%
EBITDA	799	738	+8,3%

1.6.3.1 Missions, organisation et stratégie

Suite à la création d'EQUANS et à la cession des activités multi-techniques, la GBU *Energy Solutions* a été constituée avec l'objectif d'accélérer le développement autour des infrastructures d'énergies décentralisées et des services d'efficacité énergétique.

Les infrastructures d'énergie décentralisées regroupent :

- les réseaux de chaud et de froid ;
- la production d'énergie via des utilités bas-carbone sur site (biomasse, solaire thermique, géothermie, récupération de chaleur fatale) ;
- le solaire photovoltaïque décentralisé ;
- la mobilité bas-carbone (infrastructures de recharge électrique, stations biogaz, production et distribution d'hydrogène renouvelable (Section 1.6.4.4 "Activités Hydrogène") ;
- les offres globales de décarbonation des villes & l'éclairage public bas-carbone.

Concernant l'efficacité énergétique, les principaux services proposés sont :

- la gestion des énergies et le pilotage des installations avec un objectif de verdissement des approvisionnements (*green PPA*, autoconsommation, biométhane) ;
- l'exploitation efficace et la maintenance des systèmes de production et de distribution des installations de chaud et de froid dans les bâtiments ;
- la contractualisation et le pilotage de Contrats de Performance Énergétique (CPE) ;
- les Solutions intégrées de *facility management*.

La tête de GBU, au-delà d'être composée des fonctions permettant d'assurer un pilotage du périmètre global (Finance, Ressources Humaines, Juridique, Stratégie, RSE, Digital, Performance et HSE), contribue directement à l'atteinte des objectifs de développement définis.

Ainsi, une plateforme métier est mise en œuvre pour chaque activité exercée en lien avec les infrastructures d'énergie décentralisées. Son rôle est d'apporter un support de manière transverse aux différentes géographies en charge de leur développement en :

- les accompagnant par des actions de formation, de partage d'outils et de meilleures pratiques ;
- leur apportant expertises et compétences sur les projets en complément de leurs propres ressources.

En complément, ENGIE Impact est une entité spécialisée dans le conseil en décarbonation pour le compte de grand acteurs économiques, notamment les villes et territoires et les groupes industriels ou tertiaires. Elle les aide, dans le cadre de leurs ambitions en termes de décarbonation de leur activité, à définir une stratégie, les moyens nécessaires à sa mise en œuvre et les outils permettant d'en suivre l'exécution. De par ce positionnement au cœur des enjeux de ces acteurs, ENGIE Impact, tout comme Tractebel, peut faire émerger des opportunités pour les activités portées par la GBU *Energy Solutions*, mais aussi pour le reste du Groupe.

1.6.3.2 Activités en France

L'activité en France est portée sous la marque commerciale ENGIE Solutions, dédiée aux services *BtoB*. Elle s'adresse à l'ensemble des segments Villes, Industries et Entreprises tertiaires.

ENGIE Solutions, *leader* en France et en Outre-mer des infrastructures décentralisées d'énergie bas carbone et des services énergétiques associés, avec une base de 16 000 clients, les accompagne autour des trois objectifs suivants :

- la réduction de leur consommation d'énergie en améliorant notamment l'efficacité des bâtiments et de leurs installations thermiques ;
- un recours accru aux énergies renouvelables, notamment celles disponibles et produites localement ;
- une amélioration globale des cadres de vie et de travail par une plus grande intégration dans leur environnement tout en renforçant leur sécurité, confort et résilience.

Les 15 000 collaborateurs sont répartis sur l'ensemble du territoire français.

Stimulée par le plan de relance, l'activité 2021 a été marquée par la signature de nombreux contrats avec des acteurs tant publics que privés, dont :

- un Contrat de Performance Énergétique avec le ministère des Armées dans le cadre de la rénovation du camp de Mourmelon. Celui-ci intègre la construction et l'exploitation, pour une durée de 20 ans, d'une chaufferie associant biomasse et gaz naturel liquéfié ;
- un contrat avec Michelin quant à l'optimisation de la performance énergétique du site de Cataroux (Clermont-Ferrand). Au-delà de la gestion des actifs existants, celui-ci prévoit la construction et l'exploitation de nouvelles installations, ainsi que la récupération de chaleur jusqu'ici fatale. Celle-ci permettra de couvrir les besoins de chaud du site, ainsi que ceux de 4 000 logements via son intégration dans le réseau de chaud de la Métropole (détenu et opéré par ENGIE). Au global, les économies attendues sont une diminution de 50% de la consommation de gaz et la non-émission de 7 000 tonnes de CO_2 ;
- un contrat, d'une durée de 15 ans, avec INGREDIA pour la construction et l'exploitation d'une nouvelle chaudière biomasse. Ceci participera, par le recours à une énergie locale et renouvelable, au verdissement des activités de transformation et de valorisation du lait dans les Hauts-de-France ;
- un Contrat de Performance Énergétique, d'une durée de 8 ans, a été conclu avec le Groupement Hospitalier Territorial de Vendée ("GHT 85").

En parallèle, le déploiement de réseaux de chaleur et de froid auprès de collectivités de tailles différentes s'est poursuivi :

- la Ville de Paris a retenu le groupe ENGIE et son partenaire, le groupe RATP, pour gérer son réseau de froid. À partir du 5 avril 2022, la société Fraîcheur de Paris, codétenue par les groupes ENGIE (85%) et RATP (15%), deviendra l'opérateur du réseau de froid urbain de la Ville de Paris. La concession, d'une durée de 20 ans, couvrira la production, le stockage, le transport et la distribution d'énergie frigorifique de la ville. Avec un chiffre d'affaires prévisionnel de 2,4 milliards d'euros sur toute la durée du contrat, le réseau sera étendu de 158 km d'ici 2042 pour desservir de nouveaux clients dans l'ensemble des arrondissements de Paris. Ce développement ambitieux qui s'inscrit dans la démarche de décarbonation et d'adaptation au changement climatique de la Ville de Paris, offrant une alternative durable et compétitive aux solutions de climatisation traditionnelles ;
- ENGIE assurera la construction puis l'exploitation d'un nouveau réseau de chaleur à Châlons-en-Champagne jusqu'en 2041. Ce nouveau réseau permettra aux usagers qui le souhaitent, de souscrire à une offre d'énergie 100% décarbonée et locale. Alimenté à plus de 70% par la valorisation énergétique des déchets ménagers châlonnais, il fournira 10 000 équivalents logements, ainsi que l'usine Luzeal (jusqu'ici utilisatrice d'énergie fossile), en chaleur issue d'énergie renouvelable.

L'activité de distribution électrique qu'exerce ENGIE en Outre-mer a été marquée en novembre 2021 par le renouvellement de la concession de Nouméa, pour une durée de 15 ans, représentant un chiffre d'affaires de 1,5 milliard d'euros.

En matière de mobilité, ENGIE et CERTAS Energy France ont conclu un partenariat d'investissement pour construire et exploiter un réseau de super-chargeurs de véhicules électriques dans les stations-service autoroutières CERTAS (exploitées sous la marque ESSO) en France. ENGIE accompagne ainsi dans sa transition énergétique un acteur clé du réseau autoroutier, exploitant 460 stations. ENGIE est aussi un des premiers acteurs en France du développement des écosystèmes territoriaux de l'hydrogène pour les usages de la mobilité et de l'industrie.

Dans le cadre d'un plus grand recours aux énergies renouvelables par ses clients, ENGIE Solutions a étoffé ses offres d'électricité verte à leur intention. En bénéficiant du portefeuille d'actifs de production locale d'ENGIE, à l'exemple des barrages hydrauliques pyrénéens opérés par la SHEM (filiale d'ENGIE), des offres plus adaptées à des entreprises et collectivités locales leur sont proposées. Elles viennent compléter celles de *corporate PPA*.

En 2021, la GBU a également poursuivi ses efforts en matière de performance opérationnelle. Ainsi, le déploiement de Predity s'est achevé. Predity est une plateforme digitale de pilotage de la performance énergétique connectée pour une performance augmentée. L'équipe d'experts s'appuie sur des données remontées en temps réel 24h/24, 7j/7, par 25 000 capteurs connectés. Ces données sont consolidées dans un système d'information sécurisé afin de cibler, consulter et suivre l'intégralité des installations en toute simplicité.

1.6.3.3 Tractebel

Tractebel est reconnu comme une société d'ingénierie de premier plan dans les domaines de l'énergie, de l'eau et des infrastructures urbaines. Elle accompagne ses clients, publics et privés, dans leur transition vers la neutralité carbone.

Tractebel, avec 5 000 collaborateurs, est active dans 30 pays principalement.

Dans le secteur de l'énergie, Tractebel met son expertise et ses compétences au service de clients internes et externes au groupe ENGIE. Celles-ci couvrent les étapes de la conception, la planification, le développement et la supervision de la construction de projets. En 2021, Tractebel est notamment intervenu sur des projets :

- de nouvelles centrales électriques en Belgique pour ENGIE ;
- de champs éoliens en Afrique et en Asie comme Gulf of Suez (Egypte) pour ENGIE, Ras Ghareb (Egypte) et Hong Phong 4 (Vietnam) pour des tiers ;
- de photovoltaïques flottants, comme Cirata (Indonésie), ou terrestre ;
- de production d'hydrogène offshore et onshore comme Rhyno (Afrique de Sud), HyNetherlands (Pays-Bas) et Yuri (Australie).

Tractebel est également en charge de la conception, de la gestion et du pilotage de la construction d'un projet de renforcement d'un des corridors Nord-Sud du réseau électrique allemand.

Tractebel continue de faire bénéficier de grands opérateurs de son expertise et ses compétences acquises dans le domaine de l'énergie nucléaire. Tractebel déploie ainsi ses services auprès d'acteurs comme EDF en France, ESKOM en Afrique du Sud et NEK en Slovénie, en complément d'ENGIE en Belgique. Tractebel participe par ailleurs au développement du projet de construction d'ANGRA 3 au Brésil, ainsi que de nouveaux réacteurs sur les sites d'Hinkley Point et de Sizewell (Angleterre). Elle participe aussi à des projets d'envergure dans le domaine des réacteurs de recherche (PALLAS), sur les infrastructures de défense et de gestion de déchets nucléaires, ainsi que dans le domaine des petits réacteurs nucléaires modulaires (SMR).

Dans le secteur de l'eau, Tractebel intervient sur des barrages et projets hydroélectriques de toute taille, des systèmes d'irrigation, d'alimentation, d'assainissement et de distribution d'eau, ainsi que des infrastructures maritimes ou fluviales et de protection de côtes en lien avec le changement climatique. Tractebel réalise les études pour la Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) de Snowy 2.0 (Australie) et l'augmentation de capacité de Coo (Belgique). Elle intervient également sur des projets d'assainissement comme le projet Uharakhand (Inde).

Dans le secteur des infrastructures urbaines, Tractebel contribue à l'ingénierie de bâtiments, d'infrastructures de transport terrestre, et de villes, avec pour ambition d'accélérer le développement d'offres intégrées, visant à décarboner quartiers et territoires.

À l'aide du BIM et d'outils de modélisation et de simulation, Tractebel participe à différents projets d'infrastructures de transport collectif et de mobilité en Belgique, Allemagne, Inde, Chili et pour le projet du Grand Paris Express (France). Les équipes sont leader dans la conception de bâtiments à basse consommation d'énergie en Belgique et ont remporté cette année un Award au MIPIM ("Marché International des Professionnels de l'Immobilier") pour la conception de l'Hôpital de Liège (Belgique). Enfin, les équipes interviennent comme experts afin de développer la stratégie bas-carbone de Springfield City Group et de Monash University (Australie).

1.6.3.4 Activités à l'international

1.6.3.4.1 Europe (hors France)

Italie

ENGIE fournit, avec sa position de *leader* sur le marché, des solutions d'efficacité énergétique et des solutions d'utilités sur site aux entreprises et clients publics. Elle est l'un des principaux acteurs de l'éclairage public, avec plus de 550 000 points d'éclairage sous gestion, et a également continué à renforcer sa position dans les réseaux de chaud et de froid dans le nord de l'Italie en 2021, avec l'acquisition du réseau de chaleur de la ville de Verzuolo dans le Piémont. Ce réseau entièrement alimenté par de la biomasse issue de déchets industriels, dessert plus de 50 bâtiments publics et privés.

Allemagne

ENGIE est un acteur important du marché des utilités sur site au travers de contrats long-terme avec ses clients industriels ou tertiaires. Il participe activement à la conception, à l'exploitation et à la maintenance de solutions d'efficacité énergétique et détient des expertises spécifiques, notamment en réfrigération. Enfin, la GBU détient depuis plusieurs décennies des participations dans plusieurs *Stadtwerke* – i.e. des entreprises locales de production et de distribution d'énergie – faisant d'ENGIE en Allemagne un acteur ancré dans les territoires.

En particulier, Energie SaarLorLux, une co-entreprise avec la ville de Saarbrücken, met en œuvre la sortie progressive du charbon à Sarrebruck en remplaçant les anciennes centrales à charbon par une nouvelle centrale de cogénération de chaleur et d'électricité au gaz qui sera mise en service en 2022.

Enfin, ENGIE et GASAG ont remporté un contrat d'envergure pour la fourniture d'une infrastructure énergétique décentralisée, des solutions de mobilité, de digitalisation et des services aux résidents dans le cadre du nouveau quartier intelligent bas carbone "Das Neue Gartenfeld" à Berlin, qui accueillera 10 000 habitants d'ici 2029.

Espagne

ENGIE est active dans les services de conception et de maintenance, dans la fourniture de solutions d'efficacité énergétique et dans les utilités sur site. Il est un acteur important des villes via plusieurs réseaux de chaleur et de froid urbains, notamment à Barcelone.

Portugal

ENGIE distribue le chauffage et la climatisation à la ville de Lisbonne par l'intermédiaire de sa filiale Climaespaço, et fournit des services d'exploitation et de maintenance et des solutions d'efficacité énergétique.

Slovaquie et Pologne

ENGIE est un acteur majeur des réseaux de chaleur urbains. Il fournit également des services de conception, d'exploitation et de maintenance dans ces deux pays, ainsi qu'en Roumanie.

1.6.3.4.2 États-Unis

États-Unis

ENGIE intervient dans les solutions d'efficacité énergétique, en particulier pour le secteur public – gouvernements locaux, écoles, hôpitaux – et développe depuis plusieurs années des partenariats majeurs notamment pour les universités. En avril 2021, ENGIE et l'université de Georgetown ont annoncé un partenariat sur 50 ans confiant à ENGIE la gestion des infrastructures énergétiques et techniques. ENGIE est également active dans les solutions de solaire décentralisé ainsi que dans les cogénérations industrielles au travers de contrat long terme.

Brésil

ENGIE intervient dans le développement et la mise en œuvre de solutions intégrées axées sur la réduction des coûts et l'amélioration des infrastructures pour les entreprises et les villes. Ses principales activités sont l'efficacité énergétique, la gestion de l'énergie, ainsi que l'éclairage public.

1.6.3.4.3 Asie, Moyen-Orient et Afrique

Pays du Golfe

- ENGIE détient une participation de 40% dans la société Tabreed (National Central Cooling Company PJSC), *leader* dans les pays du Conseil de Coopération du Golfe (CCG) des réseaux urbains de froid. L'entreprise distribue l'équivalent d'un million de tonnes de froid. Tabreed a connu plusieurs succès commerciaux depuis 2020 avec l'acquisition des réseaux de froid de Downtown à Dubaï et les centrales froid de Masdar (Émirats Arabes Unis).

La GBU propose également des services d'exploitation et de maintenance énergétique à des industriels et grands clients tertiaires dans la région.

Asie du Sud-Est

La GBU dispose de solides capacités dans la maintenance technique, l'efficacité énergétique et les systèmes urbains de refroidissement pour fournir des offres clés en main à faible émission de carbone. ENGIE a conclu en 2021 un partenariat avec LOGOS pour accélérer le développement et le financement de solutions et de production d'énergie renouvelable pour le portefeuille d'actifs et de clients de LOGOS, avec un focus particulier sur le solaire PV à Singapour et en Australie. La GBU a également signé en 2021 un partenariat avec Jurong Town Corporation (JTC) pour construire et opérer un système intégré du réseau de froid urbain du quartier digital de Punggol à Singapour, permettant à ENGIE de poursuivre son travail en faveur de l'efficacité énergétique dans la région.

1.6.4 GBU Production Thermique & Fourniture d'Énergie

1.6.4.1 Missions, organisation et stratégie

La GBU Production Thermique & Fourniture d'Énergie regroupe les activités de :

- Production thermique (production d'électricité à partir de gaz et de charbon et biomasse, stockage d'énergie par pompage-turbinage et batterie, dessalement d'eau de mer) ;
- Fourniture d'énergie *BtoC* (ventes d'électricité et de gaz, services énergétiques, accès à l'énergie) ;
- Production d'hydrogène renouvelable à grande échelle. La GBU est également responsable de la coordination de l'ensemble des activités hydrogène au sein du Groupe.

Ces trois activités partagent le même défi – mais aussi la même opportunité – lié à la réduction des émissions de CO_2.

La GBU contribue au développement du Groupe et à la préparation de l'avenir en générant près du tiers de l'EBITDA. Elle apporte une expertise industrielle et un savoir-faire dans le digital. En plus d'équilibrer l'exposition financière du Groupe, les activités de la GBU Thermique et Fourniture d'Énergie permettent de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'énergie) et de flexibilité aval (effacement de la consommation des clients *BtoC*). Elles apportent également des solutions pour décarboner l'industrie avec l'hydrogène renouvelable. Le rôle de la GBU est donc clé dans la transition énergétique.

1.6.4.2 Activités Thermique

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	4 089	3 281	+24,6%
EBITDA	1 628	1 708	-4,7%

1.6.4.2.1 Europe

Le marché en Europe accélère sa transition vers une production d'énergie moins intensive en carbone. Le marché de l'énergie européen, orienté par des évolutions réglementaires européennes et nationales, se caractérise par un programme de fermeture important des sources de production au charbon, couplé d'une sortie du nucléaire en Allemagne et en Belgique. Les centrales au gaz naturel ont un rôle clé à jouer aujourd'hui en offrant la flexibilité nécessaire sur les marchés de l'énergie, à côté de solutions naissantes telles que les batteries. Différents mécanismes de rémunérations en faveur des producteurs d'électricité (mécanisme de réserve de capacité, réserve stratégique etc.) se mettent en place à l'initiative des gouvernements (Belgique, Italie, France, Royaume-Uni). Ces mécanismes permettent aux capacités existantes de rester opérationnelles.

En Europe, ENGIE gère un portefeuille d'actifs de production thermique d'une puissance installée de 19,4 GW dans sept pays européens (France, Belgique, Pays-Bas, Italie, Royaume-Uni, Portugal, et Espagne), qui comprend ses propres centrales et des actifs décentralisés chez des clients. La répartition de la puissance installée par technologie est la suivante : gaz (14,6 GW), stockage d'énergie par pompage - turbinage (3,3 GW), biomasse et autres (1,5 GW). Dans le cadre du recentrage géographique du Groupe, ENGIE a vendu ses activités thermiques en Grèce.

En complément, en Europe, ENGIE offre à de gros sites industriels des solutions en matière de fourniture d'énergie, d'exploitation et/ou de maintenance. Elle s'appuie sur la proximité avec ses clients et ses références solides pour les aider à relever les défis de la transition énergétique.

Évolutions réglementaires

Suite à la promulgation du *Green Deal* Européen, la Commission européenne a proposé d'accélérer la réduction d'émission de CO_2 d'ici 2030. Différents pays européens ont engagé la sortie de la production d'électricité à partir du charbon. Ces tendances marquées incitent à accélérer l'étude des solutions de décarbonation de leurs actifs, tandis que des mécanismes de rémunération des capacités électriques voient également le jour pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

1.6.4.2.2 Amériques

En Amérique du Nord, ENGIE possède et exploite la centrale électrique à cycle combiné au gaz naturel de West Windsor de 128 MW, située en Ontario, au Canada. West Windsor est entièrement sous contrat avec l'Ontario Independent Electricity System Operator. En outre, ENGIE détient une participation de 35% dans EcoElectrica, une centrale électrique à cycle combiné au gaz naturel de 548 MW située à Porto Rico et qui comprend un réservoir de stockage de GNL de 160 000 mètres cubes et des installations de déchargement. EcoElectrica dessert l'île dans le cadre d'un accord à long terme avec PREPA - Puerto Rico Electric Power Authority.

ENGIE Brasil Energia (EBE), filiale du Groupe, exploite une centrale à charbon de 361,2 MW à Pampa Sul. La centrale à charbon de Jorge Lacerda de 773 MW a été vendue en octobre 2021.

Au **Pérou**, ENGIE, via ENGIE Energía Perú, exploite ChilcaUno et ChilcaDos, deux centrales électriques à cycle combiné alimentées au gaz naturel situées à proximité de la capitale Lima, ainsi que les centrales électriques à cycle ouvert Peaky et Nodo Energetico (gaz naturel/diesel), toutes deux situées dans la ville d'Ilo, au sud du Pérou. Au total, ces centrales représentent 20 73 MW. ENGIE exploite également la centrale au charbon d'Ilo21, qui sera démantelée en 2022 dans le cadre de la stratégie de décarbonation d'ENGIE au Pérou.

Au **Chili**, ENGIE, via ENGIE Energía Chile, dispose d'une large infrastructure thermique dans le nord du Chili. Le Groupe exploite à Tocopilla deux centrales au charbon de 268 MW, qui seront retirées du service courant 2022, et un cycle combiné au gaz naturel de 399 MW. En complément, il possède à Mejillones un cycle combiné au gaz naturel de 246 MW, deux centrales au charbon de 340 MW qui seront retirées du service en 2024, une centrale au charbon de 350 MW, qui sera convertie au gaz naturel en 2025 et deux centrales à lit fluidisé au charbon qui seront converties à la biomasse en 2025. Outre ces actifs de génération, un gazoduc de 1 091 km est exploité pour fournir le gaz au cycle combiné et importer du gaz argentin lorsque celui-ci est disponible. Enfin 55 MW de turbines à gaz et moteurs diesels font partie du parc de génération d´EECL. Deux ports historiquement conçus pour importer le charbon des centrales thermiques présentent une opportunité de reconversion pour une activité d'importation ou d'exportation (minerais de cuivre par exemple).

Au **Mexique**, ENGIE Mexico exploite deux centrales de cogénération à gaz représentant une capacité combinée de près de 300 MW.

1.6.4.2.3 Afrique, Moyen-Orient et Asie

À Singapour, ENGIE détient une participation de 30% dans Senoko Energy, qui exploite un portefeuille d'actifs de production d'énergie d'une capacité combinée de 2 592 MW. Senoko est présent sur le marché de la vente de détail d'électricité aux segments B2B et B2C, ce dernier étant ouvert depuis le 1er mai 2019.

Dans les pays du CCG, ENGIE intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs. ENGIE vend l'électricité et l'eau produites dans le cadre de contrats publics d'achat d'électricité et d'eau à long terme. ENGIE est un des premiers développeurs et opérateurs privés d'électricité et d'eau dans la région. Les capacités de production électriques totales de 31 GW desservent plus de 40 millions de personnes. Les installations de dessalement en exploitation ou en construction produisent près de 7 millions de m^3 d'eau/jour. En 2021, ENGIE a gagné le contrat de Jubail 3B en Arabie saoudite avec une capacité de 110 000 m^3 d'eau/jour.

Au Pakistan, ENGIE détient à 100% deux centrales au gaz à cycle combiné (CGCC) pour une capacité totale de 932 MW. L'électricité produite est vendue dans le cadre de contrats d'achat d'électricité à long terme aux entreprises de distribution.

En Turquie, ENGIE détenait une participation majoritaire dans la CGCC de Baymina, avec une capacité de production totale de 763 MW. La centrale a été cédée en 2021.

En Afrique, ENGIE détient une participation minoritaire en Afrique du Sud dans deux centrales diesel à cycle ouvert pour une capacité totale de 1 005 MW et une participation minoritaire au Maroc dans la centrale à charbon de Safi avec une capacité de production totale de 1 386 MW.

En Australie, ENGIE détient plusieurs participations majoritaires de centrales au gaz pour une capacité totale de 1 000 MW.

1.6.4.3 Activités Fourniture d'Énergie

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	13 237	10 792	+22,7%
EBITDA	445	433	+2,6%

L'activité de Fourniture d'Énergie se concentre sur la France, la Belgique, l'Italie, la Roumanie et l'Australie. ENGIE s'adresse à la fois aux clients particuliers et aux petits clients professionnels. L'activité repose sur la fourniture de contrats d'énergie (gaz et électricité) et la vente de services de décarbonation.

Sur tous les marchés où ENGIE opère, l'ambition est d'être un leader de la fourniture d'énergie et des solutions de transition énergétique.

Pour cela, les priorités sont de commercialiser :

- **des contrats d'énergie verte** avec des solutions digitales de pilotage des consommations par le budget ou par le confort ;
- **des services de confort vert** : installation, maintenance et surveillance d'équipements thermiques performants (pompes à chaleur, chaudières très haute performance, ballons d'eau chaude, chaudières à bois) ;
- **des services de mobilité propre** : installation de bornes de recharge, solutions de recharge, location de véhicules électriques, etc. ;
- **des services de décentralisation énergétique** (équipements des toitures solaires, gestion des batteries fixes ou embarquées et modulation de la puissance électrique appelée) ;
- **des services d'équilibrage et de capacités aux acteurs du système électrique** par l'intermédiaire de centrales virtuelles qui agrègent les flexibilités des clients résidentiels.

En 2021, ENGIE comptait 19 millions de contrats énergie et 2,9 millions de contrats services. En France, ENGIE reste *leader* de la vente de gaz et 1er *challenger* en électricité. En Belgique, le Groupe est numéro un en gaz comme en électricité et en Roumanie *leader* sur la fourniture de gaz. Sur le marché des services de décarbonation, le Groupe déploie de nombreuses solutions qui en font un acteur de référence et contribuent à sa croissance.

Les ventes de contrats d'électricité verte se sont maintenues à bon rythme et à fin 2021 plus de 60% des contrats d'électricité gérés par ENGIE sont des contrats verts. Les services de décarbonation progressent également à bon rythme avec des beaux succès enregistrés : +100% d'installation de bornes de recharge en Belgique, +100% de vente de toitures solaires en France et +100% de flexibilité gérée en Australie.

En 2021, ENGIE a par ailleurs poursuivi ses innovations en faveur de la transition énergétique et a lancé de nouvelles offres permettant à ses clients de consommer moins et mieux : "Mon pilotage gaz" (France) qui permet de piloter ses consommations en fonction d'une consigne de budget, "Mon pilotage élec" (France) qui permet de piloter à partir d'une consigne de température, offre de pilotage de stockage pour optimiser l'autoconsommation solaire (Belgique), offres de recharge en itinérance du véhicule électrique (Belgique, France), installation de photovoltaïque (Italie, Roumanie), effacement comportemental (Australie), etc.

Évolutions réglementaires

En France, ENGIE fournit 2,8 millions de clients *BtoC* en gaz aux tarifs réglementés. Pour maintenir un tarif abordable dans le contexte actuel de prix des matières premières, le gouvernement français a décidé de mettre en place un gel des tarifs réglementés à partir du 1er novembre 2021 et ce jusqu'au 30 juin 2022. La loi de finances pour 2022 instaure la prise en charge par l'État des pertes de recette liées au gel du Tarif de Réglementé de Vente (TRV) au titre des charges de service public.

ENGIE Energy Access

ENGIE Energy Access développe des solutions solaires hors réseau innovantes pour les foyers, les services publics et les entreprises, permettant aux clients d'accéder à une énergie propre et abordable. Les systèmes solaires domestiques et les mini-réseaux favorisent le développement économique, en permettant une utilisation productive de l'électricité et en créant des opportunités commerciales pour les entrepreneurs des communautés rurales.

ENGIE Energy Access est la première entreprise hors réseau d'Afrique avec une présence dans neuf pays (Bénin, Côte d'Ivoire, Kenya, Mozambique, Nigeria, Ouganda, Rwanda, Tanzanie et Zambie), plus d'1,3 million de clients et plus de 6,5 millions de personnes impactées.

1.6.4.4 Activités Hydrogène

1.6.4.4.1 Missions et Stratégie

L'hydrogène est un vecteur énergétique clé de la transition, dans lequel ENGIE souhaite développer des positions fortes sur l'ensemble de la chaîne de valeur : production, infrastructures, mobilité et négoce d'hydrogène.

En **Europe**, le Groupe bénéficie de son portefeuille de clients industriels et de collectivités locales (GBU *Energy Solutions*) ainsi que d'importantes capacités de production d'énergie renouvelable et du savoir-faire commercial de GEMS.

En **France**, le Groupe se développe autour des infrastructures de transport (GRTgaz) et de stockage (Storengy) existantes qui sont au cœur de la future dorsale hydrogène européenne.

À l'**internationa**l, il s'appuie dans les pays à faible coût de renouvelables où le Groupe a des positions fortes.

1.6.4.4.2 Description des activités

La GBU Production Thermique & Fourniture d'Énergie assure le rôle de coordination de l'ensemble des activités hydrogène du Groupe qui sont développées dans les différentes GBU en fonction de leurs expertises relatives.

Production d'hydrogène renouvelable à grande échelle : ENGIE a une approche globale et progressive en développant des projets d'envergure avec des clients industriels dans les zones géographiques les plus favorables. Le Groupe conçoit des modèles d'offres réplicables pour les segments ciblés. Un certain nombre de projets à grande échelle sont en cours de développement avec des acteurs clés, tels que Yara en Australie ou Enaex au Chili, Gasunie aux Pays-Bas, et TotalEnergies en France. La plupart de ces projets pourront, à terme, conduire à la mise en œuvre de projets de grande envergure (à l'échelle du GW).

En Europe, ENGIE vise les industries difficiles à décarboner autrement. L'électrification n'est en effet pas possible ou économiquement viable dans certaines activités industrielles pour lesquelles le vecteur hydrogène est une solution.

À l'international, ENGIE se concentre sur les géographies à faibles coûts des renouvelables comme les États-Unis, l'Australie, le Chili et le Brésil. Les industries minières forment également des écosystèmes favorables dans lesquels l'hydrogène renouvelable sera compétitif à plus court terme pour un usage de mobilité industrielle lourde.

ENGIE a ainsi signé en 2021 une alliance stratégique avec Masdar, un des acteurs majeurs des énergies renouvelables dans les pays du Golfe, afin de co-développer un pôle d'hydrogène vert basé aux Émirats arabes unis. Les deux entreprises cherchent à déployer des projets d'une capacité d'au moins 2 GW d'ici 2030, avec un investissement total de l'ordre de 5 milliards de dollars US. Elles visent dans un premier temps l'approvisionnement local, avant de développer des capacités d'exportation.

ENGIE s'est fixé pour objectif d'atteindre 0,6 GW de capacité d'électrolyse en 2025, et 4 GW en 2030.

Mobilité : ENGIE, via la GBU *Energy Solution*s est un des premiers acteurs en France du développement des écosystèmes territoriaux de l'hydrogène pour les usages de la mobilité et de l'industrie. Elle finance, conçoit et exploite des systèmes décentralisés de production d'hydrogène par électrolyse et des stations de recharge à destination des opérateurs publics et privés des transports. Elle vise 50 stations de recharge en hydrogène en 2025, et plus de 100 en 2030 (Section 1.6.3.2).

Infrastructures : L'adaptation et la conversion de ses infrastructures au développement de l'hydrogène est une priorité pour le Groupe. GRTgaz est fortement impliqué dans le développement d'une dorsale européenne de l'hydrogène avec de premiers projets concrets comme le projet MosaHYc. Storengy développe un service de stockage souterrain d'hydrogène, en cherchant à coupler site de production et de stockage afin de permettre une fourniture fiable et flexible d'hydrogène (projets HyPSTER et HyGreen). L'objectif du Groupe est d'atteindre 170 km de réseau de transport d'hydrogène en 2025 et 700 km en 2030, ainsi que de disposer de 270 GWh de stockage en 2025, et 1 TWh en 2030 (Section 1.6.2.2.2 "GRTgaz" et Section 1.6.2.2.4 "Storengy").

Négoce d'hydrogène : GEMS ambitionne de développer une position de *leader* sur le marché de gros de l'hydrogène, en développant un portefeuille d'approvisionnement diversifié, de la vente avec services adaptés aux besoins de chaque client et la fourniture en électricité et gaz des sites de production d'hydrogène.

En matière d'innovation, ENGIE soutient l'investissement dans le développement des technologies de l'hydrogène. Un partenariat a été signé avec Ariane Group dans le domaine de la liquéfaction d'hydrogène renouvelable, afin de décarboner les transports lourds et de longue distance. Le Groupe a également développé une technologie propriétaire pour identifier les zones de forte production d'hydrogène naturel, bas carbone et compétitif, que Storengy ambitionne d'exploiter au travers de forages.

Évolutions réglementaires

Dans le cadre de sa trajectoire de neutralité carbone, l'Union européenne souhaite massivement développer la production d'hydrogène bas carbone avec un objectif ambitieux de 40 GW de capacité d'électrolyse en Europe en 2030. Des cibles contraignantes de consommation et de limitation d'émissions de gaz à effet de serre ont été fixées dans l'industrie dans le cadre du package européen *Fit for 55*. Ces évolutions sont positives et démontrent une volonté politique mais doivent encore être concrétisées. ENGIE œuvre pour réduire les freins en place et faire évoluer le cadre réglementaire.

1.6.5 Nucléaire

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires[1]	56	39	+43,6%
EBITDA	1 413	415	+240,5%

1.6.5.1 Missions et stratégie

L'entité opérationnelle Nucléaire est dédiée à la gestion opérationnelle des sept réacteurs nucléaires en Belgique, ainsi que des droits détenus dans deux centrales d'EDF en France.

L'entité opérationnelle est structurée autour des priorités suivantes :

- assurer la disponibilité optimale des centrales nucléaires pendant leur phase d'exploitation et contribuer ainsi à la production d'électricité de base décarbonée ;
- préparer l'arrêt et le démantèlement du premier réacteur dès 2022, tant sur le plan technique qu'organisationnel.

La sûreté nucléaire est au cœur de ces priorités. Le dispositif de sûreté nucléaire en place fait l'objet d'un renforcement continu, en étroite collaboration avec les autorités de sûreté nucléaire.

1.6.5.2 Description des activités

Les implantations de l'entité en Belgique sont réparties à Doel, Tihange, et Bruxelles. Le Groupe exploite et opère, dans le respect des normes de sécurité et sûreté nucléaire les plus strictes, les centrales nucléaires de Doel et de Tihange. Ces centrales représentent une capacité installée totale en Belgique de 5 943 MWe (dont 897 MWe en partenariat avec le groupe EDF). De plus, le Groupe possède 1 118 MWe de droits dans les centrales de Tricastin et de Chooz B en France.

Le cadre juridique en place prévoit l'exploitation des centrales nucléaires en Belgique jusqu'en 2025. Il définit, entre autres, les paramètres économiques sous-tendant l'extension de la durée de vie de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 jusqu'en 2025, ainsi que le mécanisme de calcul de la contribution nucléaire que doit payer Electrabel.

Le Groupe assume des obligations, résultant de l'application de la loi belge du 11 avril 2003, relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires. À la suite de la révision triennale des provisions nucléaires conduite en 2019 sous l'autorité de la Commission des provisions nucléaires, les scénarios techniques pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ont été revus.

Les taux d'actualisation des provisions nucléaires s'établissent à respectivement 3,25% pour les provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et 2,50% pour les provisions pour démantèlement des sites de production nucléaire, avec un taux d'inflation inchangé à 2%. Les provisions nucléaires s'élèvent à ce jour à 15,1 milliards d'euros. Le prochain exercice de révision est prévu pour 2022.

Évolutions réglementaires

Dans son accord de gouvernement en date du 30 septembre 2020, le gouvernement fédéral belge confirme la sortie complète et définitive de la production d'électricité nucléaire en 2025, telle que déjà prévue par la loi sous réserve des conclusions d'un rapport sur la sécurité d'approvisionnement. Ce rapport a été remis au gouvernement le 3 décembre dernier. En marge du Conseil des ministres du 23 décembre 2021, le gouvernement a estimé que les capacités contractées dans le cadre du mécanisme de capacité devaient permettre de faire face aux besoins du pays en 2025 si elles obtiennent toutes leur permis. Il s'est néanmoins donné la possibilité de reconsidérer sa position quant à la prolongation de 2 GW de capacité nucléaire au mois de mars 2022 si nécessaire. Une telle prolongation d'ici 2025 est devenue impossible dans le cadre réglementaire actuel.

La ministre de l'Énergie a présenté en décembre les grandes lignes de la réforme envisagée du cadre légal des provisions nucléaires adoptée par le Conseil des ministres du 23 décembre 2021 et à discuter au parlement en 2022. La réforme prévoit notamment le financement complet des provisions nucléaires d'ici 2030 et un renforcement du contrôle de la Commission des provisions nucléaires sur certaines décisions relatives au capital d'Electrabel et à Synatom. La nouvelle loi sur les provisions nucléaires pourrait être votée d'ici la mi-2022.

(1) Chiffre d'affaires après élimination des opérations intra-groupes de 1 705 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 129 millions d'euros au 31 décembre 2020)

1.6.6 Autres - dont *Global Energy Management & Sales (GEMS)*

Chiffres clés

en millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	20 183	11 664	+73,0%
EBITDA	457	189	+141,8%

Le secteur reportable "Autres" recouvre les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie et de fourniture *BtoB* (*Global Energy Management &* Sales (GEMS)), de GTT, ainsi que du *corporate* et des *holdings*. La majeure partie des résultats du secteur "Autres" est attribuable à GEMS.

1.6.6.1 Missions et stratégie de GEMS

Avec des bureaux dans 15 pays et huit principales plateformes commerciales, l'entité *Global Energy Management & Sales* (GEMS) opère dans le monde entier. Elle fournit des solutions en matière d'énergie et de gestion de l'énergie afin d'accompagner ENGIE et ses clients dans leur transition vers une économie neutre en carbone. GEMS a deux principales missions :

- optimiser la valeur des actifs énergétiques, gaziers et renouvelables du Groupe, gérer les risques de portefeuille pour le compte d'ENGIE sur l'ensemble de ses marchés, et contribuer à la compétitivité des *Global Business Units* du Groupe ;
- assurer un avenir énergétique sûr et durable à plus de 120 000 clients externes dans plus de 50 pays, en développant des activités commerciales innovantes et compétitives.

Outre sa situation de leader sur les marchés européens de gros du gaz naturel et de l'électricité, GEMS vise à développer la même position de leader dans les gaz renouvelables et bas carbone (biométhane, hydrogène). Plus largement, l'entité poursuit le plan de croissance ambitieux de son portefeuille de gestion en énergies vertes, qui comprend les énergies renouvelables, les énergies à faibles émissions de carbone et le gaz vert, la biomasse durable, les garanties d'origine et les certificats verts. À cet égard, GEMS développe la gestion des accords d'achat d'énergies renouvelables à long terme, les "PPA verts".

La stratégie de GEMS pour développer son portefeuille en énergies vertes est soutenue par des initiatives de changement culturel et des programmes de formation spécifiques, ainsi que par la prise en compte de critères sociaux, environnementaux et d'émissions de carbone dans le processus décisionnel.

1.6.6.2 Activités de GEMS

Les activités de GEMS sont réparties autour de quatre grands domaines d'expertise.

Approvisionnement en énergie : GEMS propose des solutions d'approvisionnement en gaz naturel, en gaz verts et bas carbone (biométhane, hydrogène), en électricité, en GNL et en biomasse, ainsi que des accords d'achat d'énergies renouvelables à des clients professionnels et à d'importants clients industriels, ainsi qu'aux autres entités commerciales d'ENGIE.

Services de gestion des actifs et de flexibilité : en ce qui concerne la gestion des actifs d'énergie, GEMS assure la répartition et l'optimisation des actifs de production d'énergie d'ENGIE ainsi que des actifs de tiers. S'agissant de la gestion des actifs gaziers, GEMS gère l'approvisionnement en amont, le transport et la capacité de stockage du gaz, et valorise et optimise la flexibilité des actifs sur les marchés.

Gestion des risques et accès au marché : GEMS gère les risques du portefeuille énergétique physique et financier grâce à des stratégies de couverture sur mesure, un accès compétitif au marché et une expertise de premier ordre.

Solutions d'énergies vertes et bas carbone : Grâce à sa position de *leader* sur le marché et à l'innovation, GEMS propose des solutions personnalisées pour aider ses clients à atteindre leurs objectifs Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG) (garanties d'origine, traçabilité de l'énergie, compensations, efficacité énergétique). L'entité développe également les activités suivantes : achat et vente de biométhane, d'hydrogène renouvelable et bas carbone pour développer un portefeuille d'approvisionnement diversifié et des services adaptés à chaque client ; approvisionnement en électricité et en gaz des sites de production d'hydrogène, ainsi que leur optimisation.

En 2021, ENGIE a conclu de nouveaux contrats et lancé différents partenariats, notamment :

- ENGIE et Google ont signé un accord pour la fourniture en continu d'énergie décarbonée en Allemagne, marquant une nouvelle tape dans la collaboration entre les deux groupes. D'une durée de trois ans, cet accord contribuera à la réalisation de l'objectif Carbon-Free Energy (énergie décarbonée, CFE) que Google s'est fixé à l'horizon 2030 portant sur ses centres de données, ses plateformes *cloud* et ses bureaux dans le monde entier. Cette solution innovante a été rendue possible grâce aux activités mondiales de gestion de l'énergie de GEMS ;
- ENGIE a lancé l'optimisation des six centrales hydroélectriques de Movhera au Portugal, d'une capacité totale de 1,7 GW, avec l'envoi aux centrales des premières instructions de distribution optimisée de l'énergie *(dispatching)*. GEMS fournit les services d'optimisation, qui comprennent les analyses météorologiques et analyses du marché, les offres de marché journalières et infrajournalières, la nomination au gestionnaire de réseau de transport, les instructions de distribution en temps réel et des services auxiliaires ;
- ENGIE a signé un contrat d'approvisionnement avec la RATP pour alimenter les bus GNV en biométhane produit en Île-de-France ;
- ENGIE et Equinor ont signé un protocole d'accord visant à étudier le potentiel de production et de commercialisation d'hydrogène bas carbone obtenu à partir de gaz naturel, avec capture et stockage de carbone offshore.

Évolutions réglementaires

La Commission européenne a publié le 14 juillet son programme climatique *"Fit for 55"* (Ajustement à l'objectif 55), ensemble de lois visant à donner corps à l'objectif de réduction des émissions de carbone de -55% d'ici à 2030, à titre d'étape intermédiaire vers l'objectif de neutralité climatique en 2050 fixé par le Pacte vert de l'UE. Les principaux éléments ayant un impact pour GEMS sont la mise à niveau de la Directive sur les énergies renouvelables de 2018, avec le renforcement du rôle des garanties d'origine, l'expansion du système d'échange de quotas d'émission aux secteurs de la construction et du transport, et l'introduction d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, qui inclut les importations d'électricité. Les importations de gaz naturel seront traitées dans le cadre de la stratégie de l'UE pour la réduction des émissions de méthane, tandis que l'amélioration de la conception du marché du gaz et l'encadrement du marché de l'hydrogène seront définis dans le prochain "paquet décarbonation". Suite à la forte hausse des prix des matières premières énergétiques observée au niveau mondial, la Commission européenne a présenté le 13 octobre sa "boîte à outils", composée d'un ensemble de mesures à court et moyen terme visant à limiter l'impact de la hausse des prix sur les factures des utilisateurs finaux européens.

1.6.7 Activités non poursuivies - EQUANS

Dans le cadre de sa stratégie de simplification et de recentrage sur ses métiers industriels historiques, ENGIE a rassemblé ses services multi-techniques au sein d'une nouvelle entité distincte : EQUANS, en place depuis le 1er juillet 2021. Cette entité est un *leader* mondial des services multi-techniques.

EQUANS a pour vocation d'aider les entreprises, industries et villes à mettre en œuvre leur transition énergétique, industrielle (automatisation, digitalisation, etc.) et numérique (exploitation des données, IOT, IA, etc.). Elle intègre solutions et services de pointe au plus près du besoin de performance de ses clients.

Ainsi, EQUANS conçoit, installe et exploite des solutions sur mesure en vue d'améliorer les équipements et processus techniques de ses clients et d'optimiser leurs usages. EQUANS accompagne les industriels, entreprises tertiaires, villes et infrastructures (dont les systèmes d'énergie et de transport) pour rendre ces trois transitions possibles.

Pour ce faire, EQUANS offre une combinaison unique d'expertises : génie électrique, génie climatique, réfrigération et sécurité incendie, génie mécanique, solutions digitales, *facility management*, afin de fournir des solutions et services à ses clients :

- des services de proximité : EQUANS s'adresse à des marchés pour lesquels la proximité et la densité du réseau sont importantes (en particulier pour les bâtiments et bureaux issus des domaines privés et publics, les bâtiments industriels, l'habitat collectif et les villes et territoires) ;
- des processus et services de spécialité : EQUANS apporte des savoir-faire d'excellence dans des domaines hautement spécialisés où l'expertise est un facteur clé de différenciation : comme dans les domaines des transports publics, des infrastructures énergétiques, de certaines industries spécialisées (comme le nucléaire, la défense ou la marine) ou encore dans les processus industriels critiques.

Le 6 novembre 2021, ENGIE est entré en négociations exclusives avec le groupe Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS, au terme d'un processus rigoureux et compétitif. L'offre ferme de Bouygues s'élève à 7,1 milliards d'euros. La finalisation de la cession est attendue au 2nd semestre 2022, une fois mené à bien le processus d'information-consultation des Instances Représentatives du Personnel compétentes d'ENGIE et sous réserve de l'obtention des autorisations des autorités réglementaires et de la levée des conditions suspensives usuelles.

1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements

Le Groupe détient en propriété ou en location un nombre important d'immobilisations industrielles à travers le monde. De nombreuses activités du Groupe impliquent l'exploitation de très grandes usines dont le Groupe ne détient toutefois pas toujours l'entière propriété.

Au 31 décembre 2021, le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux méthaniers et des stockages dans plus de 40 pays.

Les tableaux suivants présentent les principales installations en service dont le Groupe est, en tout ou partie, propriétaire. Les propriétés en location sont traitées dans la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés".

Centrales électriques (capacités > 400 MW hors unités en construction)

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(MW)*	Type de centrale
Afrique du Sud	Avon	669	Fioul
Arabie saoudite	Fadhili	1 501	Gaz naturel
	Marafiq	2 744	Gaz naturel
	Ju'aymah	469	Gaz naturel
	Shedgum	468	Gaz naturel
	Uthmaniyah	468	Gaz naturel
	Riyadh PP11	1 729	Gaz naturel
Australie	Pelican point	489	Gaz naturel
Bahreïn	Al Dur	1 224	Gaz naturel
	Al Ezzel	940	Gaz naturel
	Al Hidd	929	Gaz naturel
Belgique	Amercœur	451	Gaz naturel
	Coo	1 080	Pompage hydraulique
	Doel	2 934	Nucléaire
	Drogenbos	460	Gaz naturel
	Herdersbrug	423	Gaz naturel
	Tihange	3 008	Nucléaire
Brésil	Cana Brava	439	Hydroélectrique
	Estreito	1 068	Hydroélectrique
	Jaguara	413	Hydroélectrique
	Jirau	3 750	Hydroélectrique
	Miranda	404	Hydroélectrique
	Ita	1 442	Hydroélectrique
	Campo Largo	688	Wind
	Machadinho	1 135	Hydroélectrique
	Salto Osòrio	1 072	Hydroélectrique
	Salto Santiago	1 415	Hydroélectrique
Chili	Mejillones	1 212	Charbon et gaz naturel
	Tocopilla	676	Gaz naturel, charbon, fioul
Émirats arabes unis	Fujairah F2	2 000	Gaz naturel
	Mirfa	1 600	Gaz naturel
	Shuweihat 1	1 500	Gaz naturel
	Shuweihat 2	1 496	Gaz naturel
	Taweelah	1 590	Gaz naturel
	Umm Al Nar	1 532	Gaz naturel
Espagne	Cartagena	1 199	Gaz naturel
	Castelnou	791	Gaz naturel
France	CombiGolfe	435	Gaz naturel
	CyCoFos	490	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	DK6 (Dunkerque)	788	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	Génissiat	423	Hydroélectrique
	Montoir-de-Bretagne	435	Gaz naturel

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(MW)*	Type de centrale
Italie	Torre Valdaliga	1 118	Gaz naturel
	Vado Ligure	782	Gaz naturel
	Voghera	404	Gaz naturel
Koweït	AzZour North	1 520	Gaz naturel
Maroc	Safi	1 250	Charbon
Oman	Barka 2	674	Gaz naturel
	Barka 3	737	Gaz naturel
	Sohar	585	Gaz naturel
	Sohar 2	737	Gaz naturel
Pakistan	Uch 1	551	Gaz naturel
Pays-Bas	Eems	1 925	Gaz naturel
	Flevo	861	Gaz naturel
Pérou	Chilca	917	Gaz naturel
	ILO Nodo	600	Fioul
	ILO 31	564	Fioul
Porto Rico	Ecoelectrica	530	Gaz naturel
Portugal	Bemposta I&II	438	Hydroélectrique
	Elecgas	839	Gaz naturel
	Picote I&II	433	Hydroélectrique
	Turbogas	990	Gaz naturel
Qatar	Ras Laffan B	1 025	Gaz naturel
	Ras Laffan C	2 730	Gaz naturel
Royaume-Uni	First hydro	2 088	Pompage hydraulique
Singapour	Senoko	2 564	Gaz naturel et fioul

(1) Capacités des actifs dans lesquels ENGIE détient une participation, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

Stockages souterrains de gaz naturel (> 550 Mm³ de volume utile total [1])

Pays	Localisation	Volume utile *(Mm³)* brut [1]
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)	1 310
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)	820
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)	680
France	Chémery (Loir-et-Cher)	3 600
France	Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire)	570
France	Étrez (Ain)	690
France	Cerville (Meurthe-et-Moselle)	650
Allemagne	Uelsen	840

(1) Volume utile des stockages détenus par ENGIE, pris en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention

Terminaux méthaniers

Pays	Localisation	Capacité totale de regazéification *(Gm³(n)/an)* [1]
France	Montoir-de-Bretagne	10
France	Tonkin (Fos-sur-Mer)	3
France	Cavaou (Fos-sur-Mer)	8,25
Chili	Mejillones	2,0
Porto Rico	Penuelas	2,7

(1) Capacités des actifs détenus par ENGIE, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention



2

3 E E E

2.1 Processus de gestion des risques 39

2.1.1 Politique de gestion globale des risques 39
2.1.2 Gestion de crise 39
2.1.3 Couverture des risques et assurances 40

2.2 Facteurs de risque 41

2.2.1 Risques politiques et réglementaires 41
2.2.2 Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux 47
2.2.3 Risques économiques et concurrentiels 50
2.2.4 Risques financiers 51
2.2.5 Risques industriels 54
2.2.6 Autres risques opérationnels 58
2.2.7 Risques sociaux et sociétaux 63

2.3 Procédures de contrôle interne 66

2.3.1 Définitions et objectifs du contrôle interne 66
2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne 66
2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière 67
2.3.4 Formalisation et pilotage du contrôle interne 68
2.3.5 Actions récentes visant à renforcer le dispositif 68

Les risques significatifs et spécifiques auxquels le Groupe estime être exposé sont présentés ci-après. Ils sont répartis en sept catégories de risques :

- risques politiques et réglementaires ;
- risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux ;
- risques économiques et concurrentiels ;
- risques financiers ;
- risques industriels ;
- autres risques opérationnels ;
- risques sociaux et sociétaux.

Les risques présentés ont été appréciés et hiérarchisés sur la base du "risque net", après prise en compte des moyens de maîtrise mis en place.

Le tableau de synthèse ci-dessous reprend dans chaque catégorie les risques les plus importants, classés par criticité décroissante.

Risques	Criticité	Section	Tendance du risque
Risques politiques et réglementaires			
Risque d'évolution du cadre réglementaire et du montant des provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires belge et la gestion du combustible usé		2.2.1.1	stable
Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France		2.2.1.2	haussière
Risque d'intervention des États afin de protéger le consommateur final de la flambée des prix de l'énergie		2.2.1.3	nouveau
Risque d'invalidation a posteriori de la loi autorisant la prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 en Belgique		2.2.1.4	stable
Risque d'évolution de la réglementation au Brésil dans différents secteurs d'activité (production et commercialisation d'électricité, transport de gaz) y compris une évolution des taxes		2.2.1.5	stable
Risque pays (changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, faits de guerre ou de terrorisme…)		2.2.1.6	haussière
Risque sur le renouvellement des concessions hydrauliques en France		2.2.1.7	baissière
Risque de désaccord avec le régulateur australien sur les conditions de réhabilitation de la mine de charbon d'Hazelwood		2.2.1.8	stable
Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux			
Place du gaz dans le mix énergétique en France		2.2.2.1	stable
Risque de variations climatiques ayant un impact sur la demande et la production d'énergie		2.2.2.2	stable
Risques économiques et concurrentiels			
Risque de concurrence accrue sur les métiers de vente d'énergie et de services avec un impact sur les marges		2.2.3.1	stable
Risque de baisse des revenus issus des centrales de production d'électricité dans la région du Golfe à l'arrivée à échéance des contrats long terme		2.2.3.2	stable
Risques financiers			
Risque de marché sur matières premières		2.2.4.1	stable
Risque de change (translationnel, transactionnel, de conversion)		2.2.4.2	stable
Risque fiscal (instabilité de la norme (par ex. projets de réforme initiée par OCDE/UE), insécurité fiscale (par ex. prix de transfert, etc.)		2.2.4.3	stable
Risque sur le financement des pensions de retraite		2.2.4.4	stable
Risque de contrepartie		2.2.4.5	stable
Risque sur le rendement des montants de provision investis par Synatom en vue du démantèlement nucléaire et de la gestion du combustible usé		2.2.4.6	stable
Risques industriels			
Risque d'accident industriel		2.2.5.1	stable
Risque d'augmentation des coûts de traitement et de stockage des différentes catégories de déchets radioactifs en fonction des exigences techniques de l'ONDRAF		2.2.5.2	stable
Risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sûreté nucléaire		2.2.5.3	stable
Sûreté et sécurité nucléaire		2.2.5.4	stable

Risques	Criticité	Section	Tendance du risque
Autres risques opérationnels			
Cybersécurité		2.2.6.1	stable
Risque portant sur la réalisation de grands projets		2.2.6.2	stable
Acquisition et intégration		2.2.6.3	stable
Risque d'approvisionnement dans le secteur des énergies renouvelables		2.2.6.4	nouveau
Risque d'acte de malveillance sur les patrimoines matériels et immatériels		2.2.6.5	stable
Risques sociaux et sociétaux			
Risques liés aux ressources humaines		2.2.7.1	stable
Risques éthiques		2.2.7.2	stable
Risques de réputation		2.2.7.3	stable
Sûreté des personnes (terrorisme, criminalité, contestation sociale, etc.)		2.2.7.4	stable
Risques santé-sécurité au travail (dont risques psychosociaux/bien-être au travail)		2.2.7.5	haussière

Légende niveau de criticité : Faible / Moyen / Elevé

D'autres risques de moindre ampleur ou non connus à ce jour pourraient également affecter le Groupe. La survenance de tels risques pourrait avoir une incidence négative significative sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe, sur son image, ses perspectives et/ou sur le cours de l'action ENGIE.

2.1 Processus de gestion des risques

2.1.1 Politique de gestion globale des risques

Le Groupe a défini une politique de management global des risques (*Enterprise Risk Management* – "ERM"), dont les principes sont cohérents avec les standards professionnels (ISO 31000, *Federation of European Risk Management Associations* notamment) ; celle-ci explicite l'ambition d'ENGIE de "maîtriser ses risques pour assurer sa performance".

Le système de management global des risques du Groupe est d'application dans les activités et entités contrôlées du Groupe, dans le respect des règles de gouvernance qui s'imposent à chaque entité.

Cette politique préconise une prise de risques à un niveau raisonnable au plan juridique, acceptable par l'opinion et supportable économiquement. Elle précise que tout manager est un *risk manager*. Les Comités de Direction des entités du Groupe sont, en principe, les instances où sont décidées les actions à entreprendre pour gérer les risques, sauf lorsqu'un Comité des Risques est créé spécifiquement comme pour le risque de marché.

Pour mettre en œuvre cette ambition, le Groupe a désigné comme *Chief Risk Officer*, le Directeur du *Management* des Risques. Ce dernier a pour objectif de s'assurer de l'efficacité du dispositif de gestion des risques. Il anime les *Chief Risk Officers* désignés dans chacune des entités opérationnelles et Fonctions Corporate. Ces derniers évaluent l'exposition globale aux risques de l'entité ou de la Fonction et s'assurent de la mise en œuvre des plans de traitement.

L'analyse des risques et le pilotage des plans d'actions sont réalisés en collaboration avec toutes les filières du Groupe.

Chaque année, le processus ERM du Groupe débute par la revue des risques en Comité Exécutif (Comex). Une campagne ERM est ensuite lancée dans tout le Groupe, en indiquant les orientations à prendre en compte pour la gestion des risques durant l'année. Elle met notamment l'accent sur des risques prioritaires coordonnés chacun par un membre du Comex et qui feront l'objet d'un suivi particulier par l'un des Comités permanents du Conseil (voir Section 4.1.2.4 "Les comités"). Elle débouche sur une nouvelle revue des risques du Groupe présentée en Comex puis en Comité d'Audit, qui après examen porte un avis sur l'efficacité du système de management des risques, dont il fait rapport au Conseil d'Administration.

La connaissance des risques provenant de la remontée d'informations des entités opérationnelles et des directions fonctionnelles est complétée par des entretiens avec les dirigeants et par une analyse des publications des analystes externes et des événements majeurs.

2.1.2 Gestion de crise

Afin de faire face à la survenance de tous types de crise et minimiser leurs impacts, ENGIE a mis en place un dispositif global de gestion de crise. Le Groupe s'est ainsi doté d'un dispositif d'alerte et de remontée des incidents majeurs. L'analyse de la crise est réalisée au niveau local par une cellule de crise mise en place au plus près du terrain. Les décisions pour gérer la crise sont prises au niveau approprié de l'organisation selon le principe de subsidiarité. Le dispositif a été adapté suite à la mise en place de l'organisation du Groupe en *Global Business Units* (GBU) au 1er juillet 2021.

Des plans de continuité des activités sont établis et mis à jour pour les scénarios de crise identifiés par le Groupe et ses entités.

Pour tester la robustesse de l'organisation et s'ancrer dans une boucle d'amélioration continue, les entités réalisent, a minima, un exercice de crise par an sur un périmètre fonctionnel et géographique cohérent avec les exigences réglementaires. Des formations complémentaires sont également dispensées pour les parties prenantes internes. Un bilan annuel est réalisé pour tirer les enseignements et engager les actions d'amélioration identifiées, en lien et partage avec l'ensemble des entités.

La crise de la Covid-19 a démontré la capacité du Groupe à anticiper les événements. Des réponses rapides et efficaces ont été apportées aux problématiques induites notamment par le caractère transnational de la crise. Tout au long de la crise la protection du personnel et des sites a été assurée, ainsi que la sécurisation de la chaîne logistique.

Ce dispositif ne peut toutefois permettre d'exclure le risque que les activités et les opérations du Groupe puissent être perturbées en situation de crise. De même, ce dispositif ne permet pas d'assurer l'absence d'impact sur les tiers ou sur l'environnement.

2.1.3 Couverture des risques et assurances

Le Département Assurances d'ENGIE est chargé de l'élaboration, de la mise en place et de la gestion des programmes d'assurances dans les domaines de la protection du patrimoine (dommages matériels et pertes de bénéfices) et des personnes, des recours de tiers (responsabilité civile), des assurances automobiles et de la prévention.

Pour chacun de ces domaines :

- les montants assurés dépendent des risques financiers découlant des scénarios de sinistres et des conditions de couverture offertes par le marché (capacités disponibles et conditions tarifaires) ;
- le financement est optimisé : les risques de faible ou de moyenne amplitude sont couverts par l'autofinancement, par des franchises et des rétentions ou au travers de la société de réassurance du Groupe dont les engagements représentent en base cumulée un sinistre maximum estimé d'environ 0,27% du chiffre d'affaires 2021 du Groupe.

Il ne peut être exclu que, dans certains cas, le Groupe soit obligé de verser des indemnités importantes non couvertes par le programme d'assurances en place ou d'engager des dépenses très significatives non remboursées ou insuffisamment remboursées par ses assureurs. En matière de responsabilité civile et de risques environnementaux, bien que le Groupe ait souscrit des assurances de premier plan, il ne peut être exclu que la responsabilité du Groupe soit recherchée au-delà des plafonds garantis ou pour des faits non couverts (notamment du fait des exclusions communément pratiquées par le marché de l'assurance).

2.1.3.1 Responsabilité civile

Un programme couvre la responsabilité civile des mandataires sociaux et dirigeants d'ENGIE, de ses filiales et des représentants du Groupe au sein de ses participations.

Un programme responsabilité civile générale (y compris atteinte à l'environnement) est souscrit au bénéfice de l'ensemble des entités pour un montant total de 800 millions d'euros. Ce programme intervient en majorité au premier euro, ou en excédent des couvertures sous-jacentes souscrites par certaines entités (en général d'une capacité de 50 millions de dollars US).

2.1.3.2 Responsabilité civile nucléaire

Electrabel, en sa qualité d'exploitant d'unités nucléaires sur les sites de Doel et Tihange, voit sa responsabilité civile régie par les conventions de Paris et Bruxelles (dont les protocoles d'amendement de 2004 sont entrés en vigueur au 1er janvier 2022), visant l'indemnisation des victimes et la création d'une solidarité entre pays signataires, ainsi que par la loi belge du 22 juillet 1985 (modifiée par les lois du 29 juin 2014 et du 7 décembre 2016).

Cette responsabilité incombe exclusivement à l'exploitant dont l'installation serait à l'origine de l'accident nucléaire. En contrepartie de cette responsabilité strictement objective, le montant de l'indemnisation est plafonné par accident à 1,2 milliard d'euros. Au-delà de ce plafond, un mécanisme d'indemnisation complémentaire a été mis en place par les États signataires des conventions.

Le programme d'assurance responsabilité civile nucléaire souscrit par Electrabel au 1er janvier 2022 auprès du marché de l'assurance est conforme aux conventions de Paris et Bruxelles révisées et à la loi nationale belge précitée qui fait obligation à l'exploitant de fournir une garantie financière ou de souscrire une assurance de responsabilité civile à hauteur de 1,2 milliard d'euros.

2.1.3.3 Dommages matériels

Les entités du Groupe bénéficient d'assurances de dommages couvrant les installations en propre, louées ou confiées, à l'exception des canalisations de réseaux de transport et distribution de gaz et des réseaux de chaleur en France. Les principaux programmes prévoient des garanties formulées soit en valeur de remplacement à neuf, soit sur base de limites contractuelles d'intervention par sinistre, fixées en fonction de scénarios majeurs estimés selon les règles du marché des assurances et des offres disponibles (coût et capacité).

L'assurance des pertes d'exploitation et frais supplémentaires d'exploitation est souscrite en fonction de chaque analyse des risques en tenant compte notamment des plans de secours existants.

Les projets de construction font l'objet d'une garantie "tous risques chantier" souscrite par le maître d'ouvrage, le maître d'œuvre ou l'entreprise principale.

2.1.3.4 Programmes de protection du personnel

Conformément à la législation en vigueur et aux accords d'entreprise, des programmes de protection du personnel contre les risques d'accidents et frais médicaux sont élaborés au niveau des entités opérationnelles.

2.2 Facteurs de risque

2.2.1 Risques politiques et réglementaires

Le Groupe est sensible à des facteurs de risques conjoncturels et structurels qui impactent le secteur de l'énergie. L'ensemble de ces risques est analysé et mesuré dans le cadre des processus stratégiques et de planification qui permettent au Groupe d'anticiper certaines évolutions de l'environnement externe et de s'y préparer. L'organisation et la feuille de route de recherche et d'innovation du Groupe contribuent également à répondre aux évolutions stratégiques (voir Section 1.3 "Recherche, technologies, et innovation").

En Europe ou dans certaines autres régions incluant les États-Unis, l'Asie-Pacifique et le Brésil, des interventions des autorités publiques sont effectuées dans le domaine énergétique via la réglementation et l'extension des prérogatives des régulateurs au domaine concurrentiel. Elles peuvent se manifester par une hausse de la taxation des profits des énergéticiens, par des évolutions des règles en matière de fonctionnement des marchés et de sécurité d'approvisionnement, par l'intervention du régulateur dans le domaine dérégulé pour favoriser le développement de la concurrence, ou encore par la volonté de remunicipalisation de certains services à la collectivité.

Par sa présence auprès des institutions communautaires et des États, le Groupe s'efforce d'anticiper toute initiative législative susceptible d'avoir un impact sur ses activités et les revenus associés et formule des propositions auprès des décideurs. De plus, en exerçant ses métiers dans différents pays, le Groupe diversifie partiellement les risques réglementaires et législatifs. Certaines évolutions de la réglementation sont d'ailleurs porteuses de nouvelles opportunités pour les activités du Groupe.

Certaines évolutions réglementaires pourraient modifier le profil de risques du Groupe et impacter ses résultats ainsi que son *business model*. Les plus significatives pour le Groupe sont mentionnées ci-après.

2.2.1.1 Risque d'évolution du cadre réglementaire et du montant des provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires belges et la gestion du combustible usé

Description	Mesure de gestion des risques
En Belgique, l'ensemble de la gestion des déchets nucléaires est placé sous la responsabilité de l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF). L'ONDRAF propose comme politique nationale, un stockage en couches géologiques profondes et non un entreposage de longue durée pour les déchets de haute activité et/ou de longue durée. Les assemblages de combustibles usés sont actuellement entreposés sur les sites de production. Deux scénarios sont aujourd'hui envisagés pour leur gestion, soit le retraitement d'une partie du combustible usé et son évacuation directe en couches géologiques profondes pour le solde, soit l'évacuation en couches géologiques profondes pour l'ensemble du combustible. Il appartient à la société de provisionnement nucléaire, Synatom, filiale d'Electrabel dans laquelle l'État a une action spécifique, de proposer et quantifier un scénario technique susceptible d'être approuvé par le gouvernement belge. Les coûts relatifs à la gestion des combustibles usés et au démantèlement des installations font partie intégrante des coûts de production d'électricité d'origine nucléaire et sont provisionnés. Les hypothèses et sensibilités concernant l'évaluation de ces montants sont détaillées en Note 20.2 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés". Conformément à la loi, un processus de révision des provisions nucléaires de Synatom est engagé tous les trois ans sous le contrôle d'une autorité administrative indépendante, la Commission des provisions nucléaires (CPN). Celle-ci a remis en décembre 2019 à Synatom sa dernière décision en date sur la réévaluation des provisions des centrales nucléaires belges pour le démantèlement et la gestion du combustible usé. Les provisions feront l'objet d'une nouvelle révision triennale prévue en 2022. Une augmentation des provisions pourrait en résulter du fait par exemple d'une nouvelle baisse des taux d'actualisation ou d'une estimation plus élevée des coûts de démantèlement et de gestion des déchets liés à cette activité. Un projet de réforme de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales a été initié par le gouvernement belge. La ministre de l'Énergie a présenté en décembre 2021 les grandes lignes de la réforme envisagée du cadre légal des	Le Groupe collabore avec la CPN dans le cadre de l'exercice de révision des provisions nucléaires. Le Groupe fournit au gouvernement belge les éléments démontrant qu'il est en mesure de faire face aux dépenses liées au démantèlement des centrales et la gestion du combustible usé. Le Groupe contribue directement aux groupes de travail avec l'ONDRAF sur les aspects techniques, légaux et financiers des solutions de gestion et de stockage des déchets radioactifs.

Description	Mesure de gestion des risques
provisions nucléaires. La réforme n'a pas d'impact direct sur le montant provisionné mais prévoit notamment le financement complet des provisions nucléaires d'ici 2030, les modalités d'encadrement des investissements de ces provisions en actifs financiers dédiés et un renforcement du contrôle de la CPN sur certaines décisions relatives au capital d'Electrabel et de Synatom. La nouvelle loi sur les provisions nucléaires pourrait être votée mi-2022.	

2.2.1.2 Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France

Description	Mesures de gestion des risques
Les tarifs d'accès aux infrastructures gazières (distribution, transport, stockage, terminaux de regazéification) en France sont régulés. Les tarifs sont fixés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) qui peut procéder aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'évolution des marchés financiers, de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. Ces tarifs comprennent également des mesures d'incitation à la performance. Sauf exception, ils sont révisés tous les quatre ans à l'issue d'un processus de consultations publiques et d'auditions. La CRE a publié le 24 janvier 2020 principalement les délibérations fixant les tarifs des infrastructures gazières (distribution, transport, stockage) s'appliquant pour une période d'environ quatre ans (ATRD 6, ATRT 7, ATS 2). En ce qui concerne les tarifs de regazéification (ATTM 6), la CRE a publié le 7 janvier 2021 la délibération portant décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, avec application à partir du 1er avril 2021 pour une durée de principe de quatre années. Elle est dans la continuité du tarif précédent mais prévoit une accélération des amortissements des actifs du terminal de Montoir. La prochaine révision des tarifs de Transport (ATRT 8), Distribution (ATRD 7) et Stockage (ATS 3) devrait être lancée en 2023 pour une mise en œuvre en 2024. Pour ce qui concerne les tarifs de regazéification ATTM 7, la révision devrait être lancée en 2024 en vue d'une mise en œuvre en 2025. En cas de baisse du taux de rémunération des actifs, de prise en compte incomplète dans la rémunération des actifs des risques opérationnels et stratégiques liés à l'activité, de baisse des investissements, de non-couverture de certaines charges ou d'une régulation incitative particulièrement sévère, la contribution des actifs d'infrastructures gazières aux résultats du Groupe et la rentabilité de ses investissements dans cette activité pourraient diminuer.	Le Groupe dialogue avec la CRE dans le cadre du dispositif de révision tarifaire qui fait une large place à la concertation de l'ensemble des acteurs. Outre l'ensemble des actions qu'il déploie pour développer la production de gaz verts et l'atteinte de leur compétitivité à terme, il défend des positions visant à assurer une rémunération des actifs juste et adaptée au nouvel environnement économique de court et long terme, une couverture adéquate de ses coûts en vue de préserver une bonne qualité de service et de permettre les investissements nécessaires à la transition énergétique. Il promeut également la reconnaissance de la flexibilité apportée par le système gaz au système énergétique et sa valorisation. Il veille aussi à accroître sa performance pour asseoir une trajectoire tarifaire compétitive.

2.2.1.3 Risque d'intervention des États afin de protéger le consommateur final de la flambée des prix de l'énergie

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans un contexte de hausse brutale des prix sur les marchés de gros de l'énergie, les États européens, dont la France, la Belgique et, dans une moindre mesure, la Roumanie, ont été amenés à adopter des mécanismes de stabilisation des prix de fourniture afin de protéger les consommateurs finaux. • Les mesures prises en France consistent à geler le Tarif Réglementé de Vente de Gaz jusqu'à avril 2022 au plus tôt ou fin 2022 au plus tard et à limiter la prochaine hausse du Tarif Réglementé de Vente d'Electricité à 4% TTC en février 2022. Le Gouvernement a également décidé début 2022 d'augmenter les volumes d'électricité qu'EDF cède à ses concurrents dans le cadre du dispositif ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique). • En gaz, la loi de finances pour 2022 instaure la prise en charge par l'État des pertes de recette liées au gel du Tarif de Réglementé de Vente (TRV) au titre des charges de service public. • Concernant l'électricité, dans le but de limiter la hausse du TRV à 4%, le Gouvernement a décidé début 2022 d'une baisse de la fiscalité (TICFE) et d'augmenter les volumes d'électricité qu'EDF cède à ses concurrents dans le cadre du dispositif ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique). En Belgique, l'extension du tarif social de l'énergie à un groupe élargi (20% du marché résidentiel) a été prolongée jusqu'à fin mars 2022 et pourrait être prolongée au-delà.	Le Groupe dialogue avec les différents régulateurs locaux afin de suivre les préparations de projets de loi et leur mise en œuvre. Il suit en outre attentivement les initiatives prises à l'échelon européen (la Commission européenne a notamment publié un document en octobre 2021 intitulé "Lutte contre la hausse des prix de l'énergie : une panoplie d'instruments d'action et de soutien" listant les moyens dont disposent les États membres pour faire face à ces hausses de prix, dans le respect du droit européen). Le Groupe note que la Commission européenne n'a à ce stade pas prévu de modification substantielle du fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, jugeant avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) que le marché avait fait la démonstration de son bon fonctionnement et qu'il n'était sans doute pas approprié de tout bouleverser lors d'une crise qui était en première analyse transitoire.

2.2.1.4 Risque d'invalidation a posteriori de la loi autorisant la prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 en Belgique

Description	Mesures de gestion des risques
	
La décision de prorogation de la date de désactivation des unités nucléaires Doel 1 et 2 jusqu'à 50 ans, prise par le gouvernement belge et confirmée par le vote du Parlement en juin 2015, a été approuvée par l'AFCN (Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire) dans le cadre de la 4e révision décennale, sur la base d'un programme engageant de modernisation qui a pris fin en 2020. Des recours en justice ont été introduits par des organisations environnementales contre l'État belge auprès de la Cour constitutionnelle quant à l'absence d'analyse d'impact environnemental et de consultation du public dans le cadre de l'adoption de la loi votée en juin 2015 (voir Note 26.6.1 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés"). La Cour constitutionnelle a rendu son arrêt le 5 mars 2020, par lequel elle annule la loi belge prolongeant la durée de vie des unités nucléaires de Doel 1 et de Doel 2 en ce qu'elle a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises. La Cour accepte cependant que les effets de la loi soient maintenus jusqu'à fin 2022 afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. Les unités de Doel 1 et Doel 2 peuvent donc continuer à être exploitées le temps de la régularisation. Il appartient maintenant à l'État belge de procéder à la régularisation de la situation dans ce délai. L'invalidation de la décision de prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1 et 2 pourrait avoir un effet significatif défavorable sur les revenus du Groupe et sur la valeur des actifs nucléaires concernés (voir Note 14.4.6 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés"). Un recours en annulation introduit sur les mêmes bases par des organisations environnementales contre l'État belge à l'encontre des arrêtés royaux et décisions de l'AFCN de 2015 autorisant les travaux de prolongation de Doel 1 et Doel 2 est par ailleurs toujours pendant devant le Conseil d'État belge.	Le Groupe collabore avec l'État belge dans le cadre du processus de régularisation. L'État belge a confirmé le calendrier prévu pour le processus de régularisation dans le délai imparti par la Cour constitutionnelle belge et a soumis l'analyse d'impact environnemental à une consultation publique et internationale. Le projet de loi est en cours de préparation.

2.2.1.5 Risque d'évolution de la réglementation au Brésil dans différents secteurs d'activité (production et commercialisation d'électricité, transport de gaz), y compris une évolution des taxes

Description	Mesures de gestion des risques
Le Groupe est exposé à des changements de la réglementation des marchés de l'électricité au Brésil, tels que la réduction des subventions ou l'introduction de nouvelles taxes pour les producteurs. L'administration pourrait annoncer de nouvelles initiatives en ligne avec une modernisation du *design* du marché de l'électricité, pour ouvrir le marché à la concurrence et améliorer son fonctionnement et assurer les investissements nécessaires dans des infrastructures du pays. Le Brésil représente 4% du chiffre d'affaires du Groupe. ENGIE investit dans les activités de transport de gaz (rachat de la société TAG) et d'électricité (projets Gralha Azul et Novo Estado – construction de lignes à haute tension). Les activités de Gralha Azul et Novo Estado sont régulées, celles de TAG sont à la fois régulées et couvertes par des contrats long terme. En 2021, le gouvernement brésilien a approuvé une loi qui vise à créer les conditions pour l'ouverture du marché du gaz, après des années de monopole du géant pétrolier public Petrobras. La publication des décrets d'application de la loi et l'harmonisation de la législation entre les états fédéraux et le gouvernement fédéral brésilien sont les prochaines étapes clés. Dans la chaîne du gaz, les activités de production et de transport sont réglementées par l'agence fédérale (ANP), tandis que les activités aval sont un monopole d'État, réglementées par des agences locales. La probable évolution du cadre régulatoire pour l'activité de transport gaz représente un sujet suivi avec attention par le Groupe, afin d'en assurer la neutralité sur le profil de risque et la rémunération de la société TAG. Le système fiscal brésilien est complexe et potentiellement en évolution. Plusieurs litiges sont en cours concernant l'application de taxes et leur résolution pourrait prendre plusieurs années. Par ailleurs plusieurs modifications de taxes pourraient être adoptées dans les années à venir, en particulier concernant la TVA (PIS COFINS), les dividendes (pas d'imposition à ce jour) ou les impôts sur les sociétés. Les effets ne sont pas connus à ce jour et pourraient se compenser.	Grâce à sa présence en France et à l'international, le Groupe dispose d'une grande expérience en matière de *market design*. Cette expérience est mise à disposition des institutions brésiliennes, entre autres à travers la participation au processus formel de révision du *design* du marché au Brésil. Les modifications du *design* du marché électrique et gaz affecteront toutes les sociétés actives dans ces secteurs. D'autres sociétés présentes au Brésil dans la production électrique ou dans le transport du gaz partagent l'avis du Groupe et sont mobilisées pour assurer la neutralité, voire positivité, des évolutions en matière de *market design*. D'un point de vue politique, le besoin du Brésil de continuer d'attirer des investissements étrangers limite les risques. Le Groupe au Brésil suit étroitement les évolutions réglementaires et législatives pour anticiper au mieux les évolutions dans ces domaines et mettre en place des actions pour limiter les effets négatifs sur la rentabilité de ses activités.

2.2.1.6 Risque pays (changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, faits de guerre ou de terrorisme,...)

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe est présent, se développe ou s'approvisionne en gaz et en divers composants industriels dans un nombre important de pays. Le Groupe est, de fait, exposé à des risques incluant notamment : changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, corruption, faits de guerre, d'émeutes ou de terrorisme, effets extraterritoriaux de certaines législations et mécanismes de sanctions, escalade tarifaire. De plus, dans certains pays, un conflit avec l'État concerné ou d'autres entités publiques locales pourrait rendre plus difficile la défense par le Groupe de ses droits devant des tribunaux locaux. Par exemple, aux États-Unis, la Loi CAATSA (*Countering America's Adversaries Through Sanctions Act*) du 2 août 2017 permet (de manière discrétionnaire) au Président des États-Unis d'infliger des sanctions secondaires à toute entité qui participerait, notamment par le biais d'un financement, à la construction et/ou à l'entretien d'un pipeline d'exportation de gaz russe (Section 232). Le Département d'État avait publié le 31 octobre 2018 des clarifications publiques ("*guidance*") sur la manière dont il entendait mettre en œuvre la loi en pratique. Dans ce cadre, le Département d'État indiquait que les projets débutés/initiés avant le 2 août 2017 n'étaient pas soumis à d'éventuelles sanctions au titre de cette Section 232. Il est précisé qu'il fallait entendre par "projets initiés avant le 2 août 2017" tout projet ayant fait l'objet d'un contrat signé avant cette même date, ce qui est le cas du projet Nord Stream 2, exclu *de facto*. Le 20 décembre 2019, de nouvelles dispositions (article 7503 du *National Defense Security Act* de 2020 ou "PEESA" (*Protecting Europe's Energy Security Act*)) ont été votées par le Congrès des États-Unis visant à sanctionner à l'issue d'un délai de trente jours, après publication d'un rapport par le Congrès, les sociétés fournissant des navires de pose des tuyaux du projet Nord Stream 2. De fait, les travaux ont été immédiatement suspendus par la société Allseas en charge de ceux-ci. Ces mesures ne visent aucunement les financeurs du projet tels qu'ENGIE. Le 15 juillet 2020, le Département d'État a publié une nouvelle guidance afférente à la loi CAATSA qui annule et remplace à date la précédente guidance. Celle-ci inclut désormais dans son champ d'application tous les projets qu'ils aient été initiés avant ou après le 2 août 2017 et donc Nord Stream 2. Toutefois elle ne remet pas en cause les actions passées sous l'empire de la précédente guidance qui ne sont pas sujettes à sanctions. La nouvelle guidance indique en effet que les sanctions ne sont pas rétroactives, elles sont donc seulement applicables aux actions en cours à compter du 15 juillet 2020, ce qui exclut le financement apporté par ENGIE de leur champ d'application (voir Note 17.1.1.3 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"). Le 1er janvier 2021, le Congrès a adopté, dans le cadre du "*National Defense Authorization Act for fiscal year 2021*" en sa Section 1242, une nouvelle législation appelée "PEESCA" (*Protecting Europe's Energy Security Clarification Act*), qui vient modifier la précédente législation "PEESA" en élargissant le champ potentiel des sanctions notamment à toutes les activités afférentes à la pose de *pipe-lines*, aux activités d'assurance ou encore d'inspection liées au projet Nord Stream 2. Il est possible que la législation américaine évolue. ENGIE suit de près tout potentiel changement. Les engagements contractuels de financement d'ENGIE, signés avant le 2 août 2017, ont été remplis et ENGIE ne procédera plus à aucun autre versement. Ces activités passées d'ENGIE ne rentrent pas dans le champ de ces législations. Le 23 février 2022, la société Nord Stream 2 AG ainsi que son CEO, Monsieur Matthias Warnig, ont été désignés aux États-Unis comme personnes bloquées (SDN person).	La diversité des implantations du Groupe permet une certaine atténuation du risque pays. Des seuils d'attention par pays, ou groupe de pays, permettent de piloter l'exposition du Groupe. Le Groupe gère aussi ces risques dans le cadre de partenariats et de négociations contractuelles propres à chaque implantation. Il détermine ses choix d'implantations en appliquant une procédure d'investissement formalisée qui évalue les risques. L'insertion de clauses d'arbitrage international dans les contrats significatifs est aussi systématique que possible. La nouvelle organisation lancée en 2021 rend les *Global Business Units* responsables de leur compte de résultat. Chacune d'entre elles est placée sous la supervision d'un Directeur Général Adjoint du Groupe, membre du Comité Exécutif. Cette organisation est renforcée par une gestion au plus près du terrain des évolutions politiques et réglementaires de chaque pays d'implantation tout en assurant une prise en compte du risque pays et des mesures de gestion du risque au niveau adéquat.

Description	Mesures de gestion des risques
Dans ces circonstances nouvelles, le Groupe respectera strictement les mesures de sanctions applicables à la société Nord Stream 2 AG et au projet Nord Stream 2 et sera attentif à toutes les conséquences, notamment comptables, des décisions qui seront prises concernant la société Nord Stream 2 AG et le projet Nord Stream 2 (Voir Note 17.1.1.3 "Prêts et créances au coût amorti" de la Section 6.2 "Notes aux comptes consolidés"), en particulier les incidences liées à une éventuelle cessation de paiement de Nord Stream 2 AG.	

2.2.1.7 Risque sur le renouvellement des concessions hydrauliques en France

Description	Mesures de gestion des risques
	
L'hydroélectricité représente une part importante de la production d'électricité française. L'État a accordé des concessions qui viennent progressivement à échéance, ou qui sont déjà échues, et qui devraient être remises en concurrence à leur échéance sur la base de la Directive européenne relative à l'attribution des contrats de concession (Directive du 26 février 2014). Aucune procédure de mise en concurrence n'a toutefois été lancée en France. Les concessions arrivées à échéance sont mises en "délais glissants" comme le permet le Code de l'énergie. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte a également introduit la notion de chaînes d'aménagements hydrauliquement liés (ou barycentres), qui permet de regrouper plusieurs concessions attribuées sur un même cours d'eau mais ayant des échéances différentes, pour précisément fixer une date d'échéance commune. La mise en œuvre de la Directive concessions en France et les incertitudes qui l'accompagnent, notamment au regard de la position de la France visant à la création d'un pôle public de l'hydraulique pour l'essentiel des concessions du marché français, génèrent des incertitudes sur l'avenir des concessions de la SHEM. Concernant CNR, après un processus de concertation de plus de huit ans, la loi "Aménagement du Rhône" a été définitivement adoptée par le Parlement le 17 février 2022. Elle valide le modèle de CNR en France qui confie à un opérateur unique les trois missions solidaires et indissociables (hydroélectricité, transport fluvial et irrigation) et prolonge la concession jusqu'en 2041.	Le Groupe est pleinement engagé aux côtés de CNR, au sein d'une gouvernance équilibrée entre le public et le privé qui accorde toute sa place à l'État concessionnaire. Par ailleurs, le Groupe veille à défendre ses intérêts et à trouver des solutions à même de préserver l'avenir de la SHEM, notamment en ce qui concerne l'organisation du marché hydroélectrique français et de manière à trouver des solutions équitables dans le respect de la réglementation.

2.2.1.8 Risque de désaccord avec le régulateur australien sur les conditions de réhabilitation de la mine de charbon d'Hazelwood

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans le cadre de sa stratégie de sortie progressive de ses actifs charbon, le Groupe a fermé en 2017 en Australie la centrale d'Hazelwood de production d'électricité à partir du charbon issu de la mine attenante. Le Groupe est désormais engagé dans le démantèlement de la centrale et la réhabilitation du site visant à garantir une stabilité du terrain et des parois sur le long terme. Le projet de réhabilitation repose sur la création d'un lac dans le vide laissé par la mine à ciel ouvert. Plusieurs options techniques ont été étudiées concernant le format du lac de mine (complet ou partiel) et l'origine de l'eau susceptible d'être utilisée pour remplir le lac. En cas de non-approbation réglementaire des options préconisées par le Groupe, il pourrait devoir faire face à des délais et des coûts de réhabilitation plus importants que prévu, ce qui aurait un impact sur le niveau des provisions (voir Note 20.3.2 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés").	Le Groupe poursuit ses études et ses échanges avec le régulateur australien et les différentes parties prenantes afin de mettre en œuvre la meilleure solution en matière de sécurité et de coûts. L'approbation de procéder à la mise en eau du vide de fouille de la mine a été accordée en août 2021 par les autorités compétentes. Le remplissage a commencé immédiatement, opération qui reste compatible avec les différents scénarios envisagés (lac de mine complet ou partiel).

2.2.2 Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux

Les activités du Groupe l'exposent à de nombreuses normes et réglementations (relatives au respect et à la protection de l'environnement et des personnes ou à la transition énergétique). Sa stratégie et ses résultats pourraient être impactés par les textes législatifs mentionnés ci-après, ou d'autres à venir.

Au plan international

Six ans après l'adoption de l'Accord de Paris, accord universel sur le climat, la COP26 a acté des modalités concrètes de poursuite de la démarche en conviant les pays à revisiter et renforcer leurs contributions nationales d'ici fin 2022 au lieu de 2026. Rendues en août 2021, les premières conclusions du 6e rapport spécial du GIEC (Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat) sont très claires : au rythme actuel, la situation est critique, avec un réchauffement largement supérieur aux 2°C. Pour faire face à ce contexte, le Groupe a annoncé une ambition renforcée dans la lutte contre le changement climatique avec un engagement de **neutralité carbone à 2045** ambition qui s'appuiera sur une trajectoire "*well below 2°C*", et des objectifs quantitatifs de réduction des gaz à effet de serre (GES). Au service de cette stratégie, le Groupe combinera divers moyens dont la **sortie charbon au plus tard en 2027** et une **forte accélération du développement des énergies renouvelables**. Conscient des conséquences de la matérialisation du risque "changement climatique", ENGIE se donne un objectif quantifié d'émissions évitées chez ses clients à 2030, soit 45 Mt CO_2éq et en incitant et aidant ses principaux fournisseurs à se décarboner.

En Europe

La politique européenne en matière de climat et d'énergie promeut l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de GES, l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique et la formation à l'échelle européenne d'un prix du carbone. La nouvelle Commission européenne a proposé une augmentation significative des ambitions de décarbonation dans le contexte du *European "Green New Deal"*, avec une cible de réduction des GES de -55% (contre 40% auparavant) à l'horizon 2030 (par rapport à 1990). Ceci va mécaniquement de pair avec des propositions de hausses des ambitions en termes d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. La stratégie Hydrogène publiée le 8 juillet 2020 par la Commission européenne ainsi que la mise en place sous son impulsion de l'*European Clean Hydrogen Alliance*, les stratégies hydrogènes ambitieuses publiées par différents États (Allemagne, Portugal, etc.) dont la France joueront également un rôle dans cette politique de décarbonation de l'économie européenne. Ceci devrait se faire dans une logique d'intégration des systèmes énergétiques afin notamment d'optimiser le coût de la transition, qui peut représenter une opportunité de valoriser le rôle des infrastructures gaz et de leur adaptation dans la perspective d'un essor de l'hydrogène et des moyens de le transporter et de le stocker, sans oublier bien sûr le rôle que des gaz verts comme le biométhane, en complément de l'électricité renouvelable, sont également appelés à jouer. Ces évolutions constituent potentiellement des accélérateurs de croissance pour le Groupe si elles s'accompagnent bien d'un cadre régulatoire et financier adapté à ces ambitions.

Certaines initiatives sectorielles telles que la nouvelle politique de prêt en matière d'énergie de la Banque européenne d'investissement ou les initiatives règlementaires sur la "Taxonomie", destinée à favoriser les investissements considérés comme durables, pourraient constituer des risques dès lors qu'ils conduiraient à limiter l'accès à des financements pour des activités que le Groupe considère comme indispensables pour atteindre les objectifs européens de décarbonation, notamment le rôle transitionnel du gaz naturel (passage du charbon au gaz, gaz naturel en *back-up* des énergies renouvelables intermittentes). La Commission européenne a proposé un nouveau texte (acte délégué) fin décembre 2021, décrivant les conditions auxquelles les activités nucléaires et gazières doivent souscrire pour figurer dans la taxonomie. Le développement positif est donc que la Commission propose l'introduction du gaz dans la taxonomie comme activité de transition. Le Groupe continue d'analyser les conditions qui accompagnent cette proposition d'inclusion du gaz.

Enfin, les problématiques liées aux pollutions des sols font l'objet d'un suivi spécifique (voir Section 3.5.4.11). Ces sujets font l'objet de provisions dans les comptes lors de démantèlement et réhabilitation de sites (voir Note 20 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

2.2.2.1 Place du gaz dans le mix énergétique en France

Description	Mesures de gestion des risques
La stratégie dominante de la politique énergétique, qui ressort des réglementations énergétiques nationales adoptées en 2019 (Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC), Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), Loi Énergie-Climat (LEC)), et qui vise la décarbonation par une électrification renforcée et rapide des usages, peut influer grandement sur les parts de marché du gaz naturel. Cette vision emporte un certain nombre de risques en cours d'évaluation, notamment concernant l'accroissement des besoins de pointe électrique et le coût additionnel nécessaire pour y répondre ainsi que la difficulté récurrente d'équilibrage du réseau électrique, face auxquels le vecteur gaz (gaz naturel et progressivement gaz verts), compte tenu de ses qualités en termes de flexibilité, de stockage et de densité énergétique, pourrait apporter des solutions adaptées. De plus, la nouvelle réglementation thermique dite "RE2020" entrée en vigueur à l'été 2020, modifie les modalités de prise en compte de l'empreinte CO_2 dans les nouvelles constructions en faveur de l'électricité et relance le chauffage électrique dans le neuf au détriment du gaz. Par ailleurs, le projet européen de "Taxonomie" mentionné plus haut crée une incertitude sur le financement de certaines activités du Groupe liées aux gaz renouvelables (biométhane et hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable) si elles n'étaient pas labellisées "vertes" en fonction des critères définis par le futur Règlement européen.	Le Groupe renforce, auprès des pouvoirs publics français et des autorités européennes, ses actions de promotion du gaz comme vecteur indispensable à l'accélération et à la réalisation d'une transition énergétique résiliente et abordable sur différents thèmes (notamment la défense de l'usage chauffage via le développement des pompes à chaleur hybrides, la compétitivité des gaz verts, le *market design* du biométhane, la complémentarité des énergies). Le Groupe a défini une stratégie de développement des gaz renouvelables à travers le lancement d'un Plan Industriel et Commercial pour le développement de la production du biométhane d'origine agricole (effluents et résidus de culture) et le passage à l'échelle industrielle de cette filière en France. En aval de la chaîne de production, les réseaux de transport et de distribution du Groupe adaptent leurs infrastructures pour permettre l'acheminement du biométhane aux clients au moindre coût. Le Groupe travaille également au développement des filières biométhane de deuxième génération, avec le recours à la pyrogazéification de la biomasse. Il se positionne par ailleurs comme précurseur pour développer et investir dans des projets de production d'hydrogène vert à partir de l'électrolyse de l'eau par de l'électricité renouvelable, à convertir certaines de ses cavités salines pour le stockage de cet hydrogène et à améliorer les conditions techniques de son injection dans les réseaux de gaz ou à la reconversion des infrastructures existantes pour transporter de l'hydrogène pur afin d'établir la crédibilité de l'hydrogène renouvelable comme une composante clé du futur mix énergétique français. Par ailleurs, le Groupe entend rééquilibrer son portefeuille d'infrastructures vers des géographies en croissance.

2.2.2.2 Risque de variations climatiques ayant un impact sur la demande et la production d'énergie

Description	Mesures de gestion des risques
	
Les informations présentées ici et dans la Section 3.3.1 "Impact du changement climatique - Risque F" rendent compte des risques financiers liés aux effets du changement climatique et des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité. À court terme, les phénomènes météorologiques (variation de température, inondation, vent, sécheresse, vagues de chaleur) ont un impact sur la production (en cas de manque d'eau dans les barrages notamment) et sur la demande d'énergie (fourniture de gaz en cas d'hiver chaud par exemple). Ils ont un effet direct sur les résultats du Groupe. À plus long terme, le changement climatique pourrait avoir un impact plus large sur les activités du Groupe : modification des besoins régionaux ou saisonniers en énergie, modification de la production du parc, obligation de réduction des émissions de CO_2éq. et régulations croissantes, conflits d'usage de l'eau, hausse des niveaux et de la température des mers et des fleuves, préservation des puits naturels de carbone et conflit d'usage de la biomasse, etc.	(voir également Section 3.5.4 "Les actions du Groupe") Pour ajuster l'offre aux fluctuations de la demande annuelle, ENGIE optimise son portefeuille d'actifs, de ressources gazières avec la modulation de ses approvisionnements et le pilotage de ses stockages souterrains, et du parc de production électrique. Pour gérer le risque à plus long terme, ENGIE agit à différents niveaux : • Le Groupe s'est fortement engagé dans la lutte contre le changement climatique, via l'investissement dans les technologies bas carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre et une démarche d'adaptation. Le Groupe promeut la généralisation au niveau international de prix du carbone, afin d'accélérer la transition vers une société bas carbone tout en garantissant une équité de traitement pour l'ensemble des acteurs. • Le Groupe s'est donné des objectifs à l'horizon 2030, en matière d'émissions de gaz à effet de serre et d'énergies renouvelables (voir Section 1.5.2 "Atteinte des objectifs RSE à horizon 2030") et une ambition de neutralité carbone d'ici 2045 sur l'intégralité de ses émissions de GES directes et indirectes. L'accroissement de son parc d'énergies renouvelables, la substitution du gaz naturel par du gaz renouvelable et le développement d'offres de services décarbonées constituent des axes majeurs de la stratégie d'ENGIE en faveur de la transition énergétique. Ainsi après avoir obtenu une certification 2°C par SBTi de sa trajectoire d'émissions de GES à 2030, le Groupe vient de s'engager sur un processus de certification d'une trajectoire compatible "*well below 2°C*" (voir Section 3.1.4 *"Certification Science-Based Targets"*). • Le Groupe élabore progressivement des plans d'adaptation afin de se préparer à une intensification des événements météorologiques extrêmes. • Après avoir anticipé la mise en œuvre de l'article 173 de la loi de transition énergétique française quant à une plus grande transparence sur les risques climat, le Groupe a suivi les travaux de la TCFD (*Task force on Climate related Financial Disclosure*) et s'est donné jusqu'à 2023 pour la mise en œuvre progressive de ces recommandations.

2.2.3 Risques économiques et concurrentiels

L'activité du Groupe est impactée par le niveau de la demande en énergie et les prix des matières premières ainsi que par la mutation profonde du secteur de l'énergie (décentralisation et décarbonisation de la production, énergies renouvelables, nouvelles technologies, digitalisation, nouveaux profils de concurrents, etc. (voir Sections 1.1.1 "Présentation" et 1.6 "Présentation des activités du Groupe").

Le risque lié à une situation économique dégradée en cas de prolongation de la crise de la Covid-19 n'apparait plus dans les risques majeurs du Groupe compte tenu de l'amélioration de la situation sanitaire par rapport à 2020 et à une moindre exposition du Groupe aux activités de services.

2.2.3.1 Risque de concurrence accrue sur les métiers de vente d'énergie et de services avec un impact sur les marges

Description	Mesures de gestion des risques
Dans ses différents métiers, le Groupe est en concurrence avec des acteurs d'une diversité de plus en plus grande : tant par leur taille (acteurs internationaux ou locaux émergents) que par la variété de leurs métiers. La décentralisation des systèmes de production d'énergie induite par la transition énergétique permet à des acteurs de taille plus réduite de se positionner en concurrence avec le Groupe sur certaines activités (photovoltaïque, services). L'émergence des technologies digitales et de la *smart energy* impacte la chaîne de valeur de l'électricité et du gaz, et aussi plus largement des services avec de nouveaux concurrents issus des technologies de l'information et des équipementiers. Plus généralement, sur les marchés de l'énergie, la concurrence tend à s'intensifier avec des acteurs (compagnies pétrolières, etc.) de plus en plus actifs sur la totalité de la chaîne de valeur. Le Groupe souhaite développer ses activités de *trading* vers de nouveaux produits et de nouveaux marchés, en particulier pour accompagner la décarbonisation de ses activités. Dans ce contexte il devra faire face à de nouveaux concurrents. Dans ce contexte très concurrentiel, le Groupe doit faire face à plusieurs enjeux : • le maintien de ses parts de marché sur les ventes d'énergie et de services dans les pays où il est historiquement présent, avec parfois une position de *leader* sur ces marchés, tout en assurant un niveau de rentabilité optimal, le maintien d'un seuil de rentabilité optimal dans un contexte de protection accrue des consommateurs face à la flambée des prix des énergies (voir Section 2.2.1.3 "Risque d'intervention des États en vue de protéger le consommateur final") ; • le renouvellement rentable des concessions de réseaux de chaleur et d'infrastructures électrique ; • le développement de ses activités et de son portefeuille clients dans des pays ciblés.	Le Groupe réalise une surveillance constante de son positionnement concurrentiel au travers de dispositifs de veille adaptés. Il développe régulièrement de nouvelles offres pour répondre à l'évolution des attentes clients : digitalisation, verdissement des offres, développement de solutions "neutralité carbone". Il améliore en permanence la performance d'exploitation des réseaux qu'il opère et veille à verdir progressivement leur mix énergétique.

2.2.3.2 Risque de baisse des revenus issus des centrales de production d'électricité dans la région du Golfe à l'arrivée à échéance des contrats long terme

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans les pays du Golfe, ENGIE intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs (principalement de centrales combinées à gaz) et vend l'électricité et l'eau produites dans le cadre de contrats publics d'achat d'électricité et d'eau à long terme (*Power (& Water) Purchase Agreement – P(W)PA*). À l'échéance de ces contrats, les actifs se trouveront dans un environnement commercial incertain impacté par le régime juridique et réglementaire en vigueur à ce moment-là. Plusieurs issues sont possibles, pouvant avoir un impact sur les revenus du Groupe : • prolongation des contrats à des conditions à négocier ; • vente de l'électricité produite sur les marchés, exposée à la volatilité des prix de marché (cas d'Oman) ; • mise sous cocon des actifs en cas de surcapacité temporaire du marché ; • fermeture définitive des actifs.	Le Groupe mène une étude approfondie des marchés et agit de façon proactive en vue de prolonger ou remplacer ces contrats, en participant au processus de prolongation des contrats organisé par les autorités nationales compétentes. L'accent mis sur la performance et la flexibilité des centrales augmente également les chances d'une position commerciale compétitive.

2.2.4 Risques financiers

L'évolution de la situation internationale liée à la guerre en Ukraine reste incertaine à ce stade, et fait l'objet d'un suivi par le Groupe qui est attentif à toutes les conséquences potentielles de la crise notamment sur l'activité et les résultats (marchés et prix des matières premières, approvisionnement, valeur de certains investissements (voir Section 2.2.1.6 "risque pays")).

2.2.4.1 Risque de marché sur matières premières

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe est principalement exposé à deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix, directement liés aux fluctuations des prix de marché, et les risques de volume (risque météorologique et/ou dépendant de l'activité économique). Le Groupe est exposé à ces risques, en particulier sur le gaz, l'électricité, le CO_2 et d'autres produits verts ou blancs liés à la transition énergétique (Garanties d'Origine, CEE-certificats d'économie d'énergie, et CRM-*Capacity Remuneration Mechanism*) (voir Note 18.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés"). Le Groupe a fortement réduit son exposition aux risques de marché ces dernières années après la cession de ses centrales thermiques aux États-Unis, de ses activités d'exploration-production et de GNL, et de ses centrales charbon européennes. Son exposition au risque de prix reste néanmoins importante sur ses actifs nucléaires, hydrauliques et thermiques gaz. Les actifs renouvelables, qui sont très largement contractés jusqu'en 2030, génèrent peu d'exposition au risque de prix mais sont exposés aux risques liés à leur caractère intermittent. À l'exception des activités de *trading*, l'évaluation des risques de marché est réalisée au travers de leur impact sur l'EBITDA. Ainsi, les principaux indicateurs de risques pour la gestion de portefeuilles d'énergie comprennent des sensibilités aux variations unitaires de prix, des EBITDA *at Risk*, des ratios de couverture des portefeuilles et des *stress tests* basés sur des scénarios défavorables prédéfinis. Pour les activités de *trading* et conformément aux standards du marché, les indicateurs de risques comprennent des sensibilités, des *Value at Risk* (VaR) et des *stress tests* (voir Note 18.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés").	Le Groupe a mis en place une gouvernance spécifique pour la maîtrise des risques de marché et de contrepartie reposant sur : • le principe général de séparation entre gestion et contrôle des risques ; • un Comité des Risques Marché Énergie (CRME) au niveau du Groupe en charge de la validation des politiques de risques et du suivi de l'exposition consolidée ; • le suivi de mandats de risques de marché et de contrepartie, et • une filière de contrôle spécifique coordonnée par la Direction Financière. Une partie des activités de production d'électricité, hors Europe, est assurée par des contrats de vente d'électricité à long terme appelés *Power Purchase Agreements* (PPA) dans lesquels les variations des coûts opérationnels, en particulier des combustibles, sont transférées en *pass-through* dans le prix de vente de l'électricité. Ceci limite fortement l'exposition aux risques de variation des prix des combustibles, même si, dans certains contrats, le transfert n'est pas réalisé totalement à l'identique. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions, que ce soit sur les courbes à terme pour le risque prix ou à plus court terme sur les risques liés à l'intermittence de la production renouvelable.

2.2.4.2 Risque de change (translationnel, transactionnel, de conversion)

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe est exposé aux risques de change, définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change, dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en : • un risque transactionnel lié aux opérations courantes ; • un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession ; et • un risque translationnel qui provient de la conversion lors de la consolidation des éléments de l'état de situation financière et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollars américains, en réals brésiliens et en livres sterling. Dans un contexte de marché particulièrement volatile, le risque translationnel reste un risque significatif pour le Groupe. La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net ainsi qu'une analyse de sensibilité aux risques de change, sont présentés respectivement dans la Note 18.1.3. et la Note 18.1.4 de la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés".	Dans le cadre de la politique de risques de change du Groupe, le risque transactionnel récurrent fait l'objet d'une couverture systématique dès lors que ce risque est matériel et quasi certain. Lors de l'instruction des dossiers d'investissement, le risque transactionnel spécifique fait l'objet d'une stratégie de couverture au cas par cas. Enfin, le risque translationnel fait l'objet de stratégies de couverture partielle, sous réserve d'un coût de couverture raisonnable et d'une liquidité suffisante du marché au regard du risque de dépréciation de la devise.

2.2.4.3 Risque fiscal

Description	Mesures de gestion des risques
	
Compte tenu de leurs contraintes budgétaires, que l'accroissement des dettes publiques résultant de la crise sanitaire de la Covid-19 ne fait qu'exacerber, ainsi que des pressions de la société civile, de nombreux États ont introduit des mesures anti-abus, générales et spéciales, au champ d'application étendu et en partie subjectif, et ont donné à leurs services de contrôle des pouvoirs d'investigation renforcés. C'est ainsi que les États membres de l'Union européenne ont transposé plusieurs Directives visant la lutte contre l'optimisation fiscale (voir Directive ATAD1 et 2 (1), DAC6 (2)) et la Commission leur a proposé des mesures complémentaires lors de sa communication du 18 mai 2021 qui devraient être formalisées dans de nouvelles directives à court terme. Dans le cadre des discussions actuelles sur les défis de la digitalisation de l'économie, au sein de l'OCDE et de son cadre inclusif, d'autres projets de réforme de la fiscalité internationale sont prévus : le Groupe pourrait être impacté par le pilier 2 de ce projet visant à instaurer, dès 2023, une taxe supplémentaire au niveau de la juridiction de la maison mère au titre des résultats consolidés réalisés par le Groupe dans une juridiction où ils bénéficient d'un taux effectif inférieur à 15%. L'augmentation de sa charge fiscale pourrait venir soit de l'accroissement des taux d'imposition locaux soit du prélèvement complémentaire dans la juridiction de sa maison mère. Elle serait complétée d'un renchérissement de ses coûts de conformité compte tenu de l'extrême complexité du projet à date. Le Groupe sera tout particulièrement sensible au sort réservé aux pertes reportables anciennes dans le calcul des taux effectifs d'imposition par juridiction. La Commission prévoit de relayer ce projet en proposant une Directive en 2022. En complément de ces mesures, la Commission souhaite réactiver à moyen terme son ancien projet d'harmonisation européenne (voir ACCIS (3)) qui représenterait un changement significatif de la fiscalité en Europe. Ces projets de réforme créent des incertitudes et peuvent impacter les résultats du Groupe à des horizons différents.	Le Groupe a élaboré et publié une politique fiscale en 2020. Elle est disponible sur https://www.engie.com/ La politique souligne l'importance de la fiscalité pour le Groupe et son attachement à un système fiscal durable, stable et clair, administré de manière équitable et transparente. La fonction fiscale et la gestion des risques est confiée au Directeur financier du Groupe et plus particulièrement à la Direction Fiscale Groupe qui informe le Comité d'Audit de la mise en œuvre de la politique fiscale et du dispositif de contrôle interne. Des procédures internes, comprenant des mécanismes de contrôle réguliers, ont été mises en place pour s'assurer du respect des obligations fiscales dans les pays concernés. Des procédures couvrent également le choix d'implantation des structures du Groupe. Le Groupe ne prend pas de positions fiscales spéculatives qui créent un risque fiscal ou qui ne reflètent pas leur réalité économique. Le Groupe entretient des relations officielles, ouvertes et constructives avec les gouvernements et autorités fiscales et suit attentivement les projets de réforme. De plus, ses pratiques fiscales sont conformes à son Code éthique et à ses principes en matière de responsabilité environnementale, sociale et sociétale. Ainsi, le Groupe considère qu'il respecte les exigences posées par l'article L22-10-36 du Code de commerce en matière de lutte contre la fraude fiscale.

(1) ATAD : Anti Tax Avoidance Directive
(2) Directive relative à la Coopération administrative
(3) ACCIS : Assiette commune consolidée pour l'impôt des sociétés

2.2.4.4 Risque sur le financement des pensions de retraite

Description	Mesures de gestion des risques
	
Une part significative des engagements de retraite et des actifs affectés à ces plans est concentrée en France et en Belgique. Les autres régimes de retraite à prestations définies concernent principalement l'Europe et le Brésil. Au cours des dernières années, le Groupe a fermé de nombreux régimes à prestations définies au profit de régimes à cotisations définies. La Note 21 de la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés" précise les éléments évalués et comptabilisés. Le calcul des engagements est estimé par des méthodes actuarielles utilisant des méthodologies, hypothèses et modèles pour l'évaluation des passifs ou la détermination des allocations d'actifs et des risques associés qui peuvent avoir un impact significatif sur les niveaux de couverture et les besoins de financement. En France, le régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) est un régime légal et les engagements afférents sont estimés sur la base d'hypothèses actuarielles et de règles régissant respectivement les prestations versées par les régimes de droit commun et les montants restant à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles peuvent faire l'objet d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements du Groupe et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes. Des engagements importants, au titre d'autres avantages au personnel postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme du personnel en activité, s'ajoutent aux passifs de retraites ; il s'agit notamment de l'avantage en nature énergie consenti au personnel du périmètre IEG pendant la période de retraite. Les niveaux de couverture et les besoins de financement des plans de retraite du Groupe varient en fonction de la performance des marchés financiers et des allocations d'actifs retenues, du niveau des taux d'intérêt et d'inflation ainsi que de l'évolution des cadres juridiques et réglementaires applicables. Concernant certains plans, hors périmètre IEG, ENGIE pourrait être amené à financer partiellement ou totalement toute différence entre la valeur de marché des actifs et les niveaux de couverture prévus, ou toute insuffisance de rendement des actifs au regard de taux moyens minimums garantis. Globalement sur l'année 2021, les fonds affichent pour la plupart une performance positive.	Le Groupe a mis en place une politique de couverture des engagements de retraites spécifiques à chacun des pays et législations concernées. Sur le périmètre IEG, le financement du régime s'effectue via l'externalisation d'actifs dans le cadre de contrats d'assurance vie. Pour la majeure partie des régimes à l'international, la couverture des passifs s'effectue via le financement de fonds de pension dans lesquels le Groupe s'efforce d'être présent dans la gouvernance autant que les législations le permettent. L'avantage en nature énergie consenti au personnel du périmètre IEG pendant la période de retraite n'est pas couvert.

2.2.4.5 Risque de contrepartie

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) – voir Note 18.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés". L'impact peut se ressentir au niveau du paiement (non-paiement de prestations ou de livraisons réalisées), de la livraison (non-livraison de prestations ou de fournitures payées), des actifs (perte de placements financiers) ou du manque à gagner en cas de faillite du client ou de coûts supplémentaires en cas de défaillance d'un fournisseur. Le développement d'offres vertes au travers de *Corporate PPAs* sur des durées plus longues que les ventes traditionnelles conduit à une augmentation de ces risques de contreparties. En outre ces contrats sont souvent signés avec des contreparties qui ne sont pas toujours *Investment Grade* (*rating* AAA à BBB-).	La solidité financière des clients est évaluée avant signature de contrats, via une méthodologie et des outils communs à l'ensemble du Groupe. Les risques sont gérés au travers de contrats-cadres avec des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de *netting*, appels de marge, ou via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés. Les activités opérationnelles peuvent en outre donner lieu à des prépaiements et à des procédures de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse. La Note 18.2 de la Section 6.2 "Comptes consolidés" apporte des précisions sur ces mesures de risque dans le cadre de la crise de la Covid-19.

2.2.4.6 Risque sur le rendement des montants de provision investis par Synatom en vue du démantèlement nucléaire et de la gestion du combustible usé

Description	Mesures de gestion des risques
	
Synatom investit sur les marchés financiers le montant des provisions versées par Electrabel pour couvrir les coûts du démantèlement des centrales nucléaires et de la gestion du combustible usé (voir Note 20.2.4 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"). Si, lors de l'utilisation des fonds il s'avérait que les montants provisionnés étaient insuffisants, Electrabel devrait compenser l'écart. À plus court terme, la valeur des placements de Synatom est couverte par un contrat de garantie de valeur entre Electrabel et Synatom par lequel, si à l'échéance de ce contrat (en 2025), la valeur de marché était inférieure à la valeur comptable, Electrabel devrait compenser l'écart de valeur.	Le pilotage des investissements est confié à une équipe dirigée par un directeur des investissements. Un comité des investissements composé d'experts, tous administrateurs de Synatom, est chargé de superviser les décisions d'investissement, dans le cadre d'une politique d'investissement imposant un profil de risque maîtrisé afin d'atteindre les objectifs de rendement et une diversification importante des risques, en s'appuyant sur une politique de contrôle des risques rigoureuse.

2.2.5 Risques industriels

Les domaines d'activité dans lesquels le Groupe opère comportent des risques industriels susceptibles de générer des dommages aux personnes, aux biens ou à l'environnement, en lien avec son profil d'énergéticien. Ces risques pourraient mettre en jeu sa responsabilité civile, pénale et/ou environnementale. Ils peuvent concerner des installations appartenant au Groupe ou gérées par lui pour le compte de clients, ou sur lesquelles interviennent des collaborateurs. La sécurité industrielle des installations sur lesquelles le Groupe intervient est une de ses préoccupations majeures. Le traitement de ces risques fait l'objet d'une attention soutenue et d'investissements spécifiques, et des audits des installations concernées sont conduits régulièrement.

Installations industrielles et sites Seveso

Le Groupe exploite ou construit des systèmes de transport, de distribution ou de stockage de gaz, de regazéification, de liquéfaction de gaz, de biométhanisation. Il exploite ou construit également des centrales de production d'électricité à partir de gaz, des ouvrages hydrauliques, des parcs éoliens et des installations photovoltaïques. Il effectue des prestations de services délivrées en milieu industriel. Certaines de ces installations sont du type "Seveso seuil haut".

2.2.5.1 Risques d'accident industriel

Description	Mesures de gestion des risques
	
Les risques d'accident industriel peuvent découler, par exemple, d'incidents d'exploitation, de défauts de conception ou d'événements extérieurs (actions de tiers, catastrophes naturelles). Ces accidents pourraient provoquer des blessures, des pertes humaines, des dommages aux biens ou à l'environnement, des interruptions d'activité et des pertes d'exploitation. L'adaptation des conditions de travail liée à la pandémie n'a pas eu d'impact sur la sécurité industrielle des installations exploitées par le Groupe. Les Plans de Continuité d'Activités (PCA) ont été adaptés à la pandémie et mis en œuvre. L'exploitation de l'ensemble des actifs industriels s'est poursuivie en maîtrisant les risques associés.	Le Groupe opère ses activités industrielles dans le cadre des réglementations de sécurité, dont la Directive européenne dite "Seveso III [(1)]". La maîtrise de ces risques industriels est assurée par la mise en œuvre de systèmes de management de la sécurité basés sur l'amélioration continue. Ces systèmes visent à diminuer le niveau de risque résiduel en traitant en priorité les risques les plus élevés. Par ailleurs, la sécurité industrielle est intégrée de manière spécifique (standards et référentiels) dans les programmes d'audit et de contrôle interne du Groupe. En outre, ENGIE mandate des experts externes pour auditer ses actifs industriels. Des audits réguliers sont réalisés par les autorités compétentes locales. La protection des systèmes de contrôle industriels est intégrée au déploiement de la politique de sécurité des systèmes d'information du Groupe. Ces risques sont pour la plupart couverts par des polices d'assurances. En cas de sinistre majeur, ces assurances pourraient s'avérer insuffisantes (voir Section 2.1.3 "Couverture des risques et assurances"). Un "Comité de Sécurité Industrielle Groupe" est en place pour superviser les actions Groupe et renforcer une culture uniforme et transverse sur le risque industriel. Il se réunit à un rythme semestriel, et autant que besoin sur des sujets spécifiques. La nouvelle organisation du Groupe avec la mise en place des GBU renforce la dimension "métier" du *management* des risques industriels en facilitant le partage des retours d'expérience et des bonnes pratiques. Le programme de prévention a fait l'objet en 2021 d'actions de renforcement, notamment : • la mise à disposition des entités opérationnelles d'un outil d'auto-évaluation de la maturité de leur système de *management* de la sécurité industrielle ; • l'accompagnement des entités développant leur système de *management* ; • l'élaboration de *guidelines* destinées à limiter les effets des incendies de forêt sur les actifs industriels du Groupe ; • le partage de bonnes pratiques pour le *management* du risque incendie sur les fermes photovoltaïques et sur les éoliennes. Une communauté d'experts en sécurité industrielle est animée de manière spécifique ; elle rassemble des représentants des différentes entités opérationnelles et permet d'échanger sur les retours d'expérience et les bonnes pratiques en matière de gestion des risques industriels.

(1) Directive 96/82/CE modifiée et abrogée par la Directive 2012/18/UE dite "Seveso III"

Activités nucléaires

Electrabel a établi des principes de gouvernance pour l'exploitation, la maintenance et le démantèlement de centrales nucléaires sur la base de son expérience d'exploitant et de prestataire de services. Il agit également sur le recrutement, la formation et la fidélisation de ses collaborateurs, à la fois pour le parc en exploitation, les entités de services au nucléaire et le développement de nouveaux services.

En Belgique, Electrabel, filiale du Groupe, détient et exploite sept réacteurs nucléaires à eau pressurisée répartis sur deux sites de production, Doel et Tihange.

2.2.5.2 Risque d'augmentation des coûts de traitement et de stockage des différentes catégories de déchets radioactifs en fonction des exigences techniques de l'ONDRAF

Description	Mesures de gestion des risques
• L'ONDRAF pourrait appliquer des critères d'acceptation plus stricts pour les déchets faiblement ou moyennement radioactifs de courte durée de vie (Catégorie A) (voir Section 2.2.1.1). Par le passé, les déchets de Catégorie A ont été conditionnés en respectant les critères d'acceptation de l'époque. Si ces critères d'acceptation devaient devenir plus stricts, ceci pourrait entraîner un besoin de reconditionnement. Il existe également un risque de retraitement de certains fûts de déchets nucléaires de moyenne activité suite à la découverte d'un gel à la surface de ceux-ci qui les a endommagés. Enfin, les tarifs de l'ONDRAF pourraient être amenés à évoluer à la hausse, conduisant à une augmentation du tarif d'enlèvement des déchets radioactifs issus de l'exploitation des centrales ; • Electrabel développe deux projets de construction de nouveaux bâtiments pour l'entreposage temporaire du combustible usé à la centrale de Tihange et à la centrale de Doel. Ces bâtiments sont nécessaires pour pouvoir entreposer temporairement le combustible usé sur les sites, poursuivre les activités sur les sites et préparer le démantèlement. Pour Tihange, le projet a obtenu les permis requis d'exploitation et d'urbanisme les 26 janvier 2020 et 21 février 2020 respectivement. Des recours en annulation ont été introduits à l'encontre de ces permis par des citoyens locaux. Les recours, non suspensifs, sont en cours. Pour Doel, le projet a obtenu les permis requis d'exploitation et d'urbanisme les 31 mai 2021 et 14 juillet 2021 respectivement. Aucun recours n'a été introduit à notre connaissance ; • Suite à la découverte d'un gel à la surface de certains fûts de déchets de moyenne activité, les procédés de conditionnement des déchets ont fait l'objet de contrôles par l'ONDRAF plus rigoureux et dont les critères d'acceptation sont plus stricts. Il en résulte que des accréditations de plusieurs procédés n'ont pas été renouvelées ou ont été retirées. Sans ces accréditations, le traitement de ce type de déchets devrait alors être externalisé.	• Un groupe de travail a été mis sur pied avec l'ONDRAF dans le but de traiter la problématique du stockage des déchets de catégorie A ; • Les recours introduits à l'encontre des permis sont suivis étroitement ; • Concernant l'accréditation de conditionnement des résines et des concentrats, le programme de validation d'un procédé se poursuit. En attendant ces déchets sont entreposés dans des réservoirs sur les sites.

(1) Directive 96/82/CE modifiée et abrogée par la Directive 2012/18/UE dite "Seveso III"

2.2.5.3 Risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sûreté nucléaire

Description	Mesures de gestion des risques
Le risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sûreté nucléaire est susceptible de détériorer les objectifs de performance. La performance industrielle et la sûreté des installations nucléaires d'Electrabel sont en amélioration sur la période 2020-2021 et les principaux indicateurs sont en bonne progression. La disponibilité du parc de production nucléaire à fin décembre 2021 s'établit à 92%, correspondant à une production de 47,9 TWh, une disponibilité inégalée depuis l'année 2000. La disponibilité du parc de production nucléaire s'établissait en 2020 à 62,6%. Elle fut une année spécifique en termes de disponibilité avec de très nombreux arrêts planifiés en parallèle. Les raisons d'indisponibilité peuvent être de plusieurs natures : • problèmes techniques liés au vieillissement des installations ou à la fiabilité de certains équipements ; • nombre insuffisant d'opérateurs qualifiés sur site ; • saturation des stockages temporaires de déchets radioactifs.	• La gestion du vieillissement au niveau du parc de production fait l'objet d'un suivi renforcé. • Une politique et des actions spécifiques de maintien des compétences sont mises en place. • Plusieurs procédures d'accréditation de nouveaux fournisseurs ou d'équipements supplémentaires sont en cours avec les autorités. Une première accréditation a été obtenue pour un nouveau fournisseur de containers et les premiers containers sont en cours de fabrication.

2.2.5.4 Sûreté et sécurité nucléaire

Description	Mesures de gestion des risques
	
Bien que, depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, les sites de Doel et Tihange en Belgique n'aient jamais connu d'incident majeur de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement, ils sont susceptibles de mettre en jeu la responsabilité civile d'Electrabel, notamment en cas d'accident nucléaire ou de rejets importants de radioactivité dans l'environnement	Electrabel a mis en œuvre un dispositif de contrôle interne et industriel sur la sûreté nucléaire et la sécurité des installations conforme aux standards extrêmement élevés de la profession et qui s'exerce à plusieurs niveaux : • le Rapport de Sûreté fixe les structures de contrôle du *design*, des procédures d'exploitation et définit les ressources humaines dédiées ; • les principes de sûreté sont intégrés dans la gestion opérationnelle des centrales ; • le respect des principes fait l'objet d'une supervision managériale à plusieurs niveaux ; • le respect des principes fait l'objet de contrôles indépendants des organisations opérationnelles ; • il peut s'appuyer sur des points de contrôles nombreux, documentés et quantifiés, ainsi que sur des audits. Toute personne amenée à travailler dans une centrale nucléaire a une qualification adéquate et est sensibilisée à sa responsabilité personnelle vis-à-vis de la sûreté nucléaire, en particulier les opérateurs de conduite. Dans l'exploitation, le respect des consignes de sûreté, de sécurité et l'état des installations sont soumis à des contrôles par l'AFCN, autorité de sûreté nucléaire belge, assistée par Bel-V, sa filiale d'appui technique, ainsi qu'à des contrôles indépendants réalisés par le département de sûreté nucléaire d'Electrabel qui dépend directement de son Directeur Général, indépendamment de la ligne hiérarchique qui gère les sites d'exploitation nucléaire. Par ailleurs, les deux sites nucléaires sont certifiés OHSAS 18001, ISO 45001, ISO 14001 et EMAS. Electrabel prend en compte les retours d'expérience et les "*peer review*" externes pour continuer d'améliorer la sûreté et sécurité des installations (catastrophes naturelles plus sévères, risques de cyber-attaques, sabotage). De plus, le risque terroriste est traité avec les autorités compétentes de l'État belge. Afin de renforcer la culture de sûreté à Doel et Tihange, Electrabel, en accord avec l'AFCN a mis en place un plan CORE (*COmmon REsponsibility*), concernant tant les fonctions centrales que les deux sites nucléaires. Ce plan a été clôturé avec succès par l'AFCN en août 2019. Les actions engagées font partie intégrante du système de *management* et suivies dans le cadre des inspections relatives au système de *management*. Aussi bien le département sûreté nucléaire en interne, que l'AFCN et les *peers* du World Association of Nuclear Operators (WANO) identifient un progrès au niveau de la culture de sûreté au sein d'Electrabel, le contexte de sortie progressive du nucléaire nécessitant par ailleurs une vigilance particulière.

2.2.6 Autres risques opérationnels

2.2.6.1 Cybersécurité

Description	Mesures de gestion des risques
L'utilisation de nouvelles technologies, la multiplication des objets connectés, l'évolution des systèmes de contrôle industriels, la généralisation des outils de mobilité, de l'informatique en *cloud* et le développement de nouveaux usages, dont les réseaux sociaux ou l'analyse approfondie de données, exposent le Groupe à des menaces sans cesse renouvelées. Des cyber-incidents tels que des attaques par rançongiciel, des vols d'informations personnelles ou sensibles, la corruption de systèmes de contrôle industriels ou la compromission des liaisons avec les clients ou fournisseurs du Groupe pourraient conduire à des blocages, des retards et/ou des surcoûts dans la gestion des services du Groupe ou de ses infrastructures de production. Ceci pourrait nuire aux activités ou à la réputation du Groupe. Le risque pourrait augmenter avec le développement de la digitalisation de ses métiers et l'essor du télétravail, la multiplication des attaques ou la limitation des couvertures de cyber-assurances disponibles.	Le Groupe adapte en permanence ses mesures de prévention, de détection et de protection de ses systèmes d'information et de ses données critiques. Ainsi, il dispose : • d'un Centre Opérationnel de Sécurité (SOC) en charge de la surveillance de ses infrastructures et applications critiques (gestion et industriels) et de la détection des incidents. Il agit au niveau mondial et est opéré conjointement avec la société Thalès ; • d'une équipe de réponse aux incidents cyber (CERT) garante de la bonne réaction aux cyberattaques en assurant la coordination de toutes les entités de Groupe et l'interaction avec les organisations cyber externes telles que l'Agence Nationale de la Sécurité des Systèmes d'Information ; • de contrôles renforcés pour les accès à ses plateformes internes et *cloud*. L'usage d'outils collaboratifs sécurisés dans le *cloud,* avec l'authentification à deux facteurs, a permis de ne pas accroître l'exposition au risque cyber durant la crise de la Covid-19 tout en permettant la continuité des opérations ; • de dispositifs de prévention d'intrusion sur ses réseaux et systèmes ainsi que de chiffrement de ses données sensibles ; • d'une cyber-assurance. Pour se conformer aux réglementations (ex. Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles, Directive européenne n° 2016/1148 sur la sécurité des réseaux et des systèmes d'information), des évaluations sont organisées auprès des sites ou des applications concernées et certaines entités du Groupe ont engagé des démarches de certification de la sécurité de leurs systèmes d'information de type ISO 27001. ENGIE travaille également avec une agence de cyber notation afin d'avoir un contrôle indépendant de son niveau de cybersécurité. Les attaques d'amplitude majeure sont gérées par un dispositif spécifique de réponse à cyber-incident et un dispositif de gestion de cyber-crise complétant le dispositif de gestion de crise du Groupe. Des exercices de redémarrage des systèmes sensibles sont menés, adressant notamment des scénarios de type "rançongiciel". Les mesures de cybersécurité organisationnelles, fonctionnelles, techniques et juridiques font l'objet de contrôles permanents qui incluent des campagnes de tests (intrusion, *social engineering* et *phishing*) ainsi que des campagnes de sensibilisation.

2.2.6.2 Risque portant sur la réalisation de grands projets

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe assoit sa croissance sur différents projets de construction ou de démantèlement d'actifs industriels comme des infrastructures gazières ou électriques de production ou de transport, dont il est le maître d'ouvrage. Parmi ces projets figurent des usines de dessalement (dont Yanbu en Arabie saoudite), des parcs éoliens en mer (Le Tréport et Noirmoutier en France, Moray East au Royaume-Uni) – lesquels projets font partie du périmètre de la filiale Ocean Winds, des infrastructures électriques (lignes à haute tension Gralha Azul et Novo Estado au Brésil), les travaux préparatoires à la mise à l'arrêt, à la décontamination et au démantèlement des tranches nucléaires en Belgique. Les risques pesant sur les projets sont par ailleurs identifiés dans différents projets de taille moyenne à petite du secteur des énergies renouvelables (projets éoliens, solaires, hydroélectriques) et des infrastructures urbaines, dans différentes localités. La rentabilité de ces actifs dépend en particulier de la maîtrise des coûts et des délais de construction, de la performance opérationnelle de l'actif industriel, de phénomènes exogènes (catastrophes naturelles, mouvements de grève), des aléas réglementaires et fiscaux, et de l'évolution du contexte concurrentiel et des marchés d'énergie à moyen et long termes, qui pourraient dégrader la rentabilité de certains actifs, entraîner une perte de revenus ou nécessiter une dépréciation d'actifs. Le Groupe est également engagé dans la conception et la construction d'installations d'envergure pour des clients tiers. Bien que ces projets fassent toujours l'objet d'études poussées et que le Groupe bénéficie d'une expertise reconnue, il peut arriver que les délais de construction ne puissent pas être respectés et conduisent à des pénalités et à des pertes de revenus, que les coûts de construction soient supérieurs à ceux initialement prévus, que la performance des installations ne soit pas conforme au cahier des charges ou qu'un accident ultérieur mette en cause la responsabilité civile professionnelle et/ou pénale du Groupe. Cela pourrait avoir un impact négatif sur l'image, la situation financière ou les résultats du Groupe.	Le Groupe met en œuvre un support opérationnel aux projets et leur supervision et a mis en place un pilotage du portefeuille des projets d'un montant supérieur à 30 millions d'euros (qu'ils soient de type investissement ou installation) pour fournir les alertes nécessaires à la mise en œuvre des actions correctives. Une politique en matière de supervision de la construction des projets et des méthodes communes de *management* des projets viennent renforcer les dispositifs existants au sein des entités réalisant des projets industriels. Par ailleurs, ENGIE poursuit le déploiement de formations sur la gestion des risques et des contrats dans les projets auprès des chefs de projet et développeurs dans un objectif de professionnalisation de la filière. Le Groupe réactualise régulièrement son guide de gestion des risques projets. Enfin, ENGIE met en œuvre des dispositifs de *contract management* pour gérer proactivement les relations contractuelles avec ses clients, ses partenaires et fournisseurs. En sa qualité de maître d'ouvrage, les contrats passés par ENGIE avec les constructeurs comportent des clauses de garanties et d'indemnisation couvrant les défauts de construction et manquements des constructeurs relatifs aux délais et à la performance des actifs industriels livrés. De plus, la souscription d'assurances permet d'indemniser les sinistres assurés mais aussi d'améliorer la prévention.

2.2.6.3 Acquisition et intégration

Description	Mesures de gestion des risques
	
Pour son développement, le Groupe procède de manière sélective à des acquisitions, financées par fonds propres ou par recours à l'endettement. Les acquisitions présentent des risques liés aux difficultés d'intégration, à la non-réalisation des synergies envisagées ou à l'occurrence de problèmes non anticipés (ressources humaines, éthique, litiges, etc.) qui peuvent impacter les résultats et la valeur des sociétés acquises et conduire à des dépréciations d'actifs. L'évaluation et l'allocation des risques dépendent notamment de la qualité de l'information transmise et de son analyse ainsi que du résultat du processus de négociation. Par ailleurs, les partenariats constituent l'un des moyens pour le Groupe de partager les risques économiques et financiers propres à certains projets, en limitant ses capitaux engagés et en lui permettant de s'adapter au contexte spécifique des marchés locaux. Le Groupe veille à la protection de ses intérêts en tant que partenaire grâce notamment à la signature de pactes d'actionnaires, à sa représentation éventuelle dans la gouvernance (Conseil d'Administration, postes de management) ou à la remontée d'informations. Toutefois, l'évolution du projet, de la situation économique, de la stratégie du partenaire ou du Groupe, voire du contexte politique local peuvent, le cas échéant, conduire à l'évolution du contrôle ou de la gouvernance d'un partenariat ou au désinvestissement d'une participation.	L'étude de chaque projet d'acquisition repose tout d'abord sur son adéquation avec la raison d'être du Groupe et sa contribution aux ambitions stratégiques et industrielles. Les processus d'audit (*due diligences)* et la structuration du projet visent ensuite à identifier et apprécier les risques propres à chaque opération au regard de la rentabilité attendue et à mettre en place les mécanismes de prudence et de mitigation adaptés. L'appréciation de cet équilibre est au centre des débats lors de la prise de décision par l'équipe managériale dans le cadre d'un processus d'investissement structuré et rigoureux. Le Groupe s'est doté d'une équipe Intégration dédiée (IMO - *Integration Management Office*), d'une politique et d'outils adaptés afin d'accompagner les entités opérationnelles et l'équipe *Corporate M&A* dans le processus d'acquisition dès la phase de développement (avant "*signing*") et jusqu'à la réalisation des intégrations. Un document complémentaire a été édité en 2021 pour mieux appréhender et maîtriser les risques liés à l'intégration dès le stade de la *due diligence*. Par ailleurs le retour d'expérience acquis lors des *lookbacks* est intégré par les Comités d'investissement lors de l'analyse des nouveaux projets de développement. Au cours de l'année 2021, l'équipe IMO a accompagné le projet d'acquisition d'Eolia (activités renouvelables) en Espagne (signé en novembre et dont le *closing* est prévu début 2022). IMO poursuivra sa mission d' "*integration manager*" dans la phase d'exécution. Dans le cadre de ses partenariats, le Groupe peut notamment mettre en place des dispositifs contractuels de résolution des blocages ou de litiges ou des clauses de sortie afin d'éviter les situations de conflit entre le(s) partenaire(s). Par ailleurs, le Groupe cherche à faire évoluer sa stratégie partenariale afin de simplifier la gestion de ses partenariats et à s'appuyer sur un nombre plus restreint de partenaires par activité et par zone géographique.

2.2.6.4 Risque d'approvisionnement dans le secteur des énergies renouvelables

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans un contexte mondial de transition énergétique, les fournisseurs de technologies bas carbone sont fortement sollicités par tous les acteurs énergétiques. Ces fournisseurs sont par ailleurs impactés par la prédominance géographique de fabrication de certaines matières premières dans des régions visées par des allégations de travail forcé aboutissant récemment à des réactions nationales et internationales et notamment des sanctions économiques. À titre d'exemple, le Groupe développe aux États-Unis des fermes solaires et importe dans ce cadre une grande partie de ses panneaux solaires de provinces chinoises. Depuis juin 2021, du fait des allégations de travail forcé dans ces provinces, les autorités américaines ont banni, sur ordonnance (*Withhold Release Order*), certains producteurs chinois de ces matières premières et ont mis en place des restrictions d'importations aux autres fournisseurs qui utiliseraient ces produits des régions incriminées. Par ailleurs, les prix de ces matières premières ainsi que le coût du fret international ont sensiblement augmenté. Ces différents facteurs peuvent entrainer des retards et surcoûts budgétaires excédant éventuellement les contingences des projets et donner lieu à des réclamations de la part des clients. De plus, ENGIE ne souhaite pas s'approvisionner auprès de fabricants chinois qui n'apportent pas la preuve qu'ils n'ont pas recours au travail forcé. Dès lors, ENGIE a mis en place en 2021, un plan d'action spécifique de vigilance approfondie pour identifier et gérer les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine. ENGIE s'est engagé à assurer le respect des droits internationaux et veiller activement à ce qu'il n'y ait aucun recours au travail forcé et ce sur l'ensemble de sa chaîne d'approvisionnement.	Le Groupe développe différentes stratégies afin de limiter sa dépendance envers les fournisseurs clés : • Par la diversification des sources d'approvisionnement : le Groupe travaille à nouer des partenariats, en plus des fournisseurs habituels conformes, avec des producteurs en dehors des pays à risque et en relocalisant au plus près de l'utilisateur final ; • Aux États-Unis, le Groupe a mandaté un organisme de contrôle spécialisé pour conduire des audits des protocoles de traçabilité des fournisseurs des panneaux solaires et leur capacité à se conformer à la réglementation américaine des importations ; • Sur plus long terme, le Groupe travaille à améliorer les technologies utilisées et le recyclage des matériaux de ses anciens parcs via ses centres de recherche. Les principales mesures mises en place afin d'identifier et gérer les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine incluent des *due diligence* approfondies sur les fournisseurs, des justificatifs demandés aux fournisseurs quant à leur chaîne d'approvisionnement, l'engagement par écrit des fournisseurs à ne pas recourir au travail forcé, l'envoi de questionnaires par lesquels les fournisseurs doivent justifier qu'ils interdisent le travail forcé, si nécessaire des enquêtes approfondies et des ruptures de contrat en cas de violation de leurs obligations. Ces mesures s'inscrivent également dans le cadre du plan de vigilance du Groupe qui est présenté à la Section 3.9 "Plan de vigilance".

2.2.6.5 Risque d'acte de malveillance sur les patrimoines matériels et immatériels

Description	Mesures de gestion des risques
	
Les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, peuvent être exposés à des actes de malveillance. L'information, constitutive de son patrimoine immatériel, qu'elle soit sur support informatique, physique ou véhiculée verbalement, peut également être exposée à des actes de malveillance.	Le Groupe met en œuvre une politique de protection des patrimoines matériel et immatériel, intégrant les domaines techniques (dont informatique), juridiques, managériaux et organisationnels. Concernant le patrimoine matériel, les sites sensibles font l'objet de mesures de protection adaptées au contexte local et révisées selon l'état de la menace. Dans le cadre du déploiement de la politique de protection des patrimoines, le Groupe a mis en place un système de recensement et de remontée des incidents afin de mieux évaluer les risques et de renforcer la prévention, en vue de limiter les impacts en cas de survenance d'un acte de malveillance. Leur analyse, qui donne lieu à un rapport trimestriel, permet d'élaborer les actions nécessaires, stratégiques et opérationnelles, de prévention et de mitigation. Concernant l'anticipation des menaces vis-à-vis du patrimoine matériel, le Groupe assure pour le compte des GBU : • une veille sur les menaces visant les installations du Groupe. Les éléments recueillis sont transmis au responsable sûreté des entités concernées qui est chargé de prendre les mesures conservatoires urgentes et pérennes permettant d'assurer la protection des installations visées ; • une veille sur les "risques pays" afin d'anticiper la menace et d'ajuster le niveau des mesures de protection ; • la diffusion de "directives" sur les mesures de protection de certains types d'installation. En matière de protection des informations, le Groupe s'adapte en permanence avec pour objectifs : • de sensibiliser les collaborateurs ; • de traiter les incidents constatés ; et • de prévenir toute action d'origine interne ou externe, visant à la captation et à l'utilisation frauduleuse de données sensibles.

2.2.7 Risques sociaux et sociétaux

Le Groupe est également exposé à des risques dont l'impact financier direct est difficile à évaluer mais dont l'impact non financier est jugé significatif. Ces risques sont développés plus en détail dans le Chapitre 3 "Déclaration de performance extra-financière et informations RSE".

2.2.7.1 Risques liés aux ressources humaines

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans un contexte marqué par une crise sanitaire sans précédent et par la réorientation stratégique du Groupe, la démarche d'analyse des risques liés aux ressources humaines révèle quatre principaux risques : • **Risque compétences / perte des talents** : inadéquation entre les compétences, les besoins liés aux activités, à la transformation du Groupe et aux départs de compétences clés ; • **Risque de sureffectifs** : difficulté à redéployer des effectifs dans les délais et à un coût compatibles avec les enjeux de maintien de la rentabilité du Groupe ; • **Risque de désengagement** : déresponsabilisation, perte de confiance, mal-être individuel, "*bore out*" ou "*brown out*", comportements managériaux non-conformes aux attendus du Groupe ; • **Risque social** : tensions sociales relatives d'une part à l'évolution stratégique du Groupe et d'autre part aux évolutions législatives et règlementaires liées à nos activités.	• **Risque compétences / perte des talents** Dans un contexte de tension sur le marché de l'emploi, en particulier sur la filière technique, le Groupe s'engage sur cinq axes majeurs : – identifier, développer et fidéliser les talents à haut potentiel à tous les niveaux de l'organisation grâce à la politique de *Talent Management* et aux programmes de développement des talents (*ENGIE Boost*) ; – développer l'apprentissage comme voie d'excellence pour accéder à ses métiers d'avenir du fait de la pénurie de profils s'orientant vers les filières techniques, notamment grâce à la mise en place du Centre de Formation d'Apprentis (CFA) ENGIE "*L'Académie des métiers de la transition énergétique et climatique*" ; – atteindre les objectifs extra-financiers en matière de responsabilité sociale en recrutant suffisamment de femmes formées à ses métiers ; – donner l'opportunité à chaque salarié de pouvoir se former chaque année (*ENGIE U* ; *ENGIE Schools*) ; – redéployer les effectifs positionnés sur des activités en décroissance du fait de décisions réglementaires (sortie progressive du nucléaire belge, fin des tarifs réglementés gaz en France en 2023, RE2020). • **Risque de sureffectifs** Au travers des dispositifs *ENGIE Skills* et *ENGIE Mobility* notamment, le Groupe s'attache à développer l'employabilité des collaborateurs en adaptant leurs compétences aux besoins et évolutions des métiers. Le Groupe a ainsi signé un accord relatif à la gestion des emplois et des parcours professionnels (GEPP) applicable au sein de l'ensemble des établissements d'ENGIE SA qui vise à garantir la continuité des parcours professionnels, l'employabilité et l'épanouissement des salariés et développer un dialogue social de qualité autour des questions d'emploi, de parcours professionnels, de formation et de compétences. • **Risque de désengagement** Le Groupe met en place plusieurs actions visant à : – mesurer l'engagement des collaborateurs (*ENGIE&Me*) ; – renforcer les façons de travailler (*ENGIE WOW*) ; – fidéliser les collaborateurs : accord télétravail, *ENGIE Care*, Actionnariat salarié, ExpAND, la *Communau'Tech*. • **Risque social** Au sein des instances représentatives nationales et européennes et au travers d'accords collectifs nationaux, européens et mondiaux, ENGIE associe ses partenaires sociaux à la mise en œuvre de son Ambition Sociale, ouverte et élargie à la prise en compte des enjeux environnementaux et sociaux.

2.2.7.2 Risques éthiques

Description	Mesures de gestion des risques
	
Les principaux risques identifiés sont : • la corruption ; • l'atteinte aux droits humains ; • le manquement aux règles de concurrence, d'embargo ; • la fraude ; • l'atteinte aux données personnelles (*Privacy*). Tout manquement aux principes éthiques du Groupe est susceptible de constituer un risque tant juridique, judiciaire que de réputation (voir Note 26 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").	Afin de prévenir la survenance de tels risques, des politiques ainsi que des procédures de *compliance* éthique sont déployées dans tout le Groupe et sont applicables à l'ensemble de nos entités contrôlées. La Direction Juridique, Éthique et de la *Compliance* promeut leur mise en œuvre généralisée au sein du Groupe en s'appuyant sur le *management* et sur le réseau d'*Ethics & Compliance Officers* et de *Data Protection Managers* ainsi que sur la formation des collaborateurs. Elles concourent notamment à la conformité aux lois Sapin II et sur le Devoir de Vigilance ainsi qu'au Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles. Les risques éthiques et de non-*compliance* sont analysés annuellement et les plans d'actions définis si besoin. De plus, les risques liés à la corruption et aux droits humains/devoir de vigilance font l'objet d'une évaluation spécifique dans le cadre de la démarche Groupe d'analyse des risques par la Direction Management des Risques (voir Section 3.8 "Éthique et *compliance*"). Par ailleurs, la politique sur l'analyse des risques éthiques liés aux projets d'investissement et aux grands contrats et le référentiel Droits Humains applicables à l'ensemble du Groupe demandent respectivement aux entités des analyses de risques corruption et droits humains pour tout nouveau projet. Enfin, après avoir a été certifié ISO 37001 pour les trois exercices 2018, 2019 et 2020, le Groupe a obtenu une nouvelle certification ISO 37001 en 2021 et repart sur un programme de certification sur trois exercices. Cette certification offre une garantie au système d'éthique et de *Compliance* du Groupe.

2.2.7.3 Risque de réputation

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le secteur de l'énergie fait l'objet de différents débats publics du fait de sa profonde mutation. Le Groupe est exposé, directement ou indirectement, à des risques de réputation, notamment lorsque sont mises en cause les valeurs, l'éthique, l'excellence opérationnelle ou la légitimité d'opérateur du Groupe. Une atteinte à la réputation du Groupe pourrait avoir un impact sur son activité et sa capacité à obtenir de nouveaux contrats.	En tant qu'élément essentiel du patrimoine immatériel du Groupe, la marque "ENGIE" (déposée dans plus de cent pays), fait l'objet d'une surveillance constante visant à la protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. Par ses politiques, son organisation, ses procédures et sa gouvernance, le Groupe met tout en œuvre pour prévenir les risques opérationnels (Sections 2.2.5 "Risques industriels" et 2.2.6 "Autres risques opérationnels") et les attaques en dénigrement qui pourraient affecter sa réputation (voir Section 3.3.2 "Principaux risques sociétaux"). Le Groupe procède à une veille externe pour recenser les controverses, y compris celles sur les réseaux sociaux, où son nom est cité afin d'identifier et traiter à la source les problèmes éventuels.

2.2.7.4 Sûreté des personnes (terrorisme, criminalité, contestation sociale, etc.)

Description	Mesures de gestion des risques
	
L'implantation internationale du Groupe peut exposer un certain nombre de ses collaborateurs, intervenants ou commettants à des risques sanitaires et sécuritaires. Cette menace est traitée au travers d'une organisation spécifique intégrant une "veille pays". Les activités du Groupe dans des zones où l'instabilité politique, économique ou sociale est grande induisent des risques pour la sûreté de certains collaborateurs. Parmi les pays sensibles il est possible de citer le Pérou, la Colombie, le Mexique, l'Indonésie et les Philippines. Les risques liés au terrorisme qui ciblent la communauté française et ses intérêts sont considérés comme n'ayant jamais été aussi hauts. Les attentats en France, les manifestations violentes contre la France dans certains pays sont autant de facteurs pesant sur la sûreté des salariés.	Le Groupe conduit une évaluation permanente, partout où il opère, des risques liés à la sûreté : terrorisme, conflits armés, troubles politiques ou sociaux, criminalité organisée ou ordinaire ainsi que, de façon plus générale, survenance de situations "non conventionnelles". Les zones géographiques font l'objet d'une classification à laquelle correspondent des mesures particulières de prévention et de protection. Pour mener à bien cette mission, le Groupe s'appuie sur les services de l'État mais aussi sur des prestataires spécialisés. Des actions sont mises en œuvre dans l'ensemble des entités sous l'impulsion de la direction de la Sûreté du Groupe. À titre d'illustration sont déployés : • des outils contribuant à la formation, à l'information, au suivi et à l'assistance des collaborateurs ; • un système d'alerte, d'analyse et de prévention actualisé de façon permanente par des prestataires spécialisés et reconnus. Le Groupe se coordonne avec ces prestataires pour la gestion des risques sécuritaires et sanitaires.

2.2.7.5 Risques santé et sécurité au travail

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe a la volonté d'éradiquer les accidents graves et de poursuivre la réduction des accidents du travail de ses salariés, sous-traitants, et intérimaires, d'améliorer la qualité de vie au travail et de prévenir la survenue de risques psycho-sociaux. Le Groupe a été confronté à une année 2021 particulièrement tragique. Si le nombre d'accidents avec arrêt continue à diminuer, ENGIE a eu à déplorer 16 décès d'employés ou de sous-traitants sur l'année Sur les 16 décès, sept se sont produits lors d'un même accident sur le site de construction d'une ligne de transport d'électricité haute tension au Brésil (projet Novo Estado), lors de la chute d'un pylône liée à un défaut de qualité de la construction.	Le *management* a réagi vivement et a décidé la mise en œuvre d'un programme d'actions renforcé et spécifique, axé sur le renforcement de la culture sécurité, le *leadership* des managers sur ce sujet essentiel, l'engagement et la vigilance de chacun à protéger sa vie et celles des autres. Ce programme d'actions repose également sur une évaluation approfondie de la culture santé-sécurité des employés et des sous-traitants, évaluation menée au début de l'année 2022 par un cabinet d'expertise spécialisé. Les dispositions mises en place décrites en Section 3.4.8 "Politique de santé-sécurité" seront donc complétées suite aux conclusions de cette évaluation. Sans attendre les conclusions de l'évaluation en cours, le Groupe a pris un certain nombre de dispositions, notamment : • l'organisation d'un "*safety stand down*" d'une heure pour toutes les équipes. Réalisé le 19 octobre 2021, il a été un moment privilégié d'échange sur la sécurité au sein des équipes ; • des revues approfondies de la santé-sécurité sur certains sites de construction jugés à risque particulier ; • le complément du plan d'actions destiné à assurer la sécurité des sous-traitants ; • l'amélioration de la prévention des accidents liés à l'électricité et • le renforcement des normes de sécurité, d'assurance qualité et de contrôle qualité du Groupe. Les différentes dispositions mises en place par le Groupe, en particulier pour prévenir les accidents graves et mortels, sont décrites en Section 3.4.8 "Politique de santé-sécurité".

2.3 Procédures de contrôle interne

2.3.1 Définitions et objectifs du contrôle interne

2.3.1.1 Référentiel

Le contrôle interne d'ENGIE s'appuie sur le référentiel COSO II *(Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission)* et sur le cadre de référence de l'AMF. Il comprend cinq dimensions : environnement de contrôle, évaluation des risques, activités de contrôle, information et communication, évaluation et pilotage.

2.3.1.2 Objectifs du contrôle interne

Le contrôle interne d'ENGIE vise à fournir une assurance raisonnable quant à l'atteinte des objectifs suivants : conformité aux lois et réglementations, fiabilité de l'information comptable et financière et réalisation et optimisation des opérations. Le contrôle interne s'adapte aux évolutions de l'organisation et des métiers du Groupe et contribue au déploiement de sa stratégie.

2.3.1.3 Limites du contrôle interne

Le contrôle interne ne peut fournir une assurance absolue, notamment en raison de possibles dysfonctionnements liés à une erreur ou à une défaillance humaine et d'arbitrages entre les coûts liés à l'éventuelle occurrence d'un risque et le coût des dispositifs censés la prévenir.

2.3.1.4 Programme INCOME

ENGIE actualise chaque année le périmètre des entités contrôlées significatives en s'appuyant sur la matérialité financière et sur une analyse des risques. Au travers du programme Groupe *INternal COntrol over Management Efficiency ou INCOME*. ENGIE a ainsi suivi, en 2021, un périmètre représentant 76% du total du Bilan et 83% du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne

2.3.2.1 L'organisation du contrôle interne

L'organisation du contrôle interne est conforme aux principes d'organisation du Groupe, dont l'autonomie et la responsabilisation des dirigeants. Dans le cadre des pouvoirs délégués par le Directeur Général, chaque dirigeant est responsable de la mise en œuvre et de la supervision d'un dispositif de contrôle interne conforme au cadre réglementaire. Rattachée à la Direction Financière, la Direction du Contrôle Interne est chargée de l'animation et de la coordination du dispositif Groupe. Elle met à jour un référentiel, une méthodologie et un système d'information permettant de consolider les évaluations du dispositif.

2.3.2.2 Éléments du cadre général de conformité

2.3.2.2.1 Éthique et *compliance*

Conformément à ses valeurs et à ses engagements, ENGIE agit dans le respect des lois et des réglementations en vigueur dans les pays où le Groupe est présent, et ce en toutes circonstances. À cet effet, le Groupe a mis en place une politique éthique orientant les décisions stratégiques, le *management* et l'ensemble des pratiques professionnelles. Il s'est également doté des outils nécessaires pour mesurer la conformité à cet engagement (voir Section 3.8 "Éthique et *compliance*").

2.3.2.2.2 Systèmes d'information

La stratégie, les politiques et standards de solutions informatiques sont définis par la Direction Digital et des Systèmes d'Information du Groupe (DDSI). La sécurisation des SI des filières et des fonctions centrales du Groupe est sous la responsabilité des Directions Corporate correspondantes, dans le respect de ces politiques et standards. Les Régions sont responsables de la sécurisation de leur SI sous le contrôle de la DDSI. Les systèmes de contrôle industriel (ICS) sont sous la responsabilité des GBU. La DDSI, pilote les actions de sécurisation technique et assure de le raccordement à la plateforme de supervision de cybersécurité du *Global Security Operations Center*.

Les thèmes importants pour le contrôle interne, tels que la séparation des tâches ou la gestion des droits d'accès, sont pris en compte dès la conception des nouveaux systèmes d'information puis régulièrement revus. Les Directeurs Informatiques des Régions sont en charge des plans de reprise d'activité des SI.

2.3.2.2.3 Politiques et normes internes

L'ensemble des décisions, normes et procédures émises par le Corporate définissant les modes de fonctionnement du Groupe est mis à disposition sur son intranet. La Direction Financière met à disposition les procédures et règles destinées à assurer la fiabilité de l'information comptable et financière applicable aux entités du Groupe. La Direction du Contrôle Interne met à disposition des collaborateurs du Groupe 61 référentiels couvrant les processus métiers, support et globaux (par exemple : ventes, achats, paye, systèmes d'information, clôture comptable, taxes, trésorerie, etc.). Chaque référentiel détaille les risques inhérents et les contrôles clés conçus pour les maîtriser. La Direction du Contrôle Interne diffuse à l'attention des entités des guides méthodologiques relatifs à la définition, l'évaluation et au pilotage d'un dispositif de contrôle interne adapté à la nature de leurs activités. Elle met à jour et diffuse des bonnes pratiques sur des sujets tels que la séparation des tâches, le rôle des Administrateurs, la protection des données, etc.

2.3.2.3 Les acteurs du dispositif

Les acteurs et leurs rôles respectifs sont présentés selon le modèle des trois lignes de maîtrise, supervisé par les instances de gouvernance d'ENGIE.

2.3.2.3.1 Les instances de gouvernance du Groupe

Le Conseil d'Administration s'assure du bon fonctionnement du contrôle interne Groupe. Le Comité Exécutif définit l'organisation, les responsabilités des dirigeants et veille au respect des délégations de pouvoirs. Un rapport annuel sur l'état du contrôle interne est présenté au Comex et au Comité d'Audit.

2.3.2.3.2 La première ligne de maîtrise

Les managers opérationnels, responsables du contrôle interne de leurs organisations, constituent un élément clé du dispositif. Ils veillent à la mise en œuvre des activités de contrôle, analysent les résultats, corrigent les déficiences et cherchent à améliorer l'efficience de leur dispositif.

Les Comités de Direction des GBU, des *Hubs* régionaux et des entités opérationnelles sont responsables de la mise en place et de la supervision du contrôle interne couvrant les périmètres de leurs activités. Ils jouent un rôle essentiel dans la qualité de l'environnement de contrôle : promotion des valeurs du Groupe, définition de l'organisation, évaluation des résultats, etc.

2.3.2.3.3 La deuxième ligne de maîtrise

Elle est organisée en filières pilotées par les Directions Corporate du Groupe.

La Direction Financière est garante du contrôle interne comptable et financier (voir Section 2.3.3 ci-dessous). En son sein, le département des Assurances est impliqué dans le recensement des risques assurables, la prévention des sinistres, la définition et la mise en œuvre des stratégies de couverture.

Le Secrétariat Général contribue à sécuriser juridiquement le fonctionnement du Groupe et les décisions de ses dirigeants, notamment dans les domaines suivants : engagements, litiges, arbitrages, études et actions en matière de protection de la responsabilité pénale du Groupe et de ses dirigeants, embargo, droit des sociétés, réglementation financière et boursière, droit de la propriété intellectuelle, droit de la concurrence et de la régulation, droit financier.

Au sein du Secrétariat Général, la Direction Juridique assure le pilotage de la filière juridique et l'encadrement juridique des activités du Groupe tandis que la Direction Éthique, Compliance & Privacy pilote la filière éthique et s'assure du respect des principes éthiques.

La Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise veille à la conformité RSE d'ENGIE, particulièrement en matière environnementale et sociétale. Elle propose les politiques du Groupe dans ce domaine, évalue le niveau de maturité ESG environnementale des différentes composantes du Groupe, suit la réalisation des objectifs RSE 2030 et réalise le *reporting* environnemental réglementaire.

La Direction du Contrôle Interne coordonne la mise en œuvre de la politique contrôle interne validée par la Direction Générale. Elle anime un réseau de correspondants en charge, sous la responsabilité des dirigeants des entités, de piloter le contrôle interne. Elle suit et anticipe les évolutions réglementaires et celles du Groupe afin d'adapter les dispositifs. Elle organise des sessions de formation et d'information.

2.3.2.3.4 La troisième ligne de maîtrise : la Direction de l'Audit Interne

Rattachée directement à la Direction Générale, la Direction de l'Audit intervient dans l'ensemble du Groupe selon un plan annuel élaboré à partir de l'analyse des risques et d'entretiens avec les dirigeants opérationnels. Ce plan peut être enrichi à la demande du Comex en fonction des priorités du Groupe. Présenté pour approbation au Comité d'Audit, le plan est conçu afin de couvrir l'ensemble des entités et permet de vérifier la qualité de l'environnement de contrôle et la maîtrise des activités.

L'Audit Interne contribue à l'évaluation de la fiabilité des auto-évaluations des contrôles du programme INCOME et du contrôle interne des processus opérationnels et financiers. Il présente ses conclusions aux dirigeants des GBU et des entités. Il rend compte au Comex et au Comité d'Audit des principaux constats et de l'avancement des plans d'action associés. Il rencontre les Commissaires aux comptes afin de partager les analyses relatives au contrôle interne.

2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière

2.3.3.1 Organisation et acteurs

La Direction des Comptabilités est chargée du *reporting* financier, de la supervision de l'établissement des comptes sociaux de la société ENGIE, de la mise en œuvre du processus de production des comptes consolidés, et des relations avec les Commissaires aux comptes et les services comptables de l'AMF. Elle établit les principes comptables Groupe et assure leur déploiement afin de garantir la conformité aux normes comptables. Elle veille à l'évolution des normes et à leur incidence sur les comptes du Groupe. Au sein de la Direction des Comptabilités, deux Directions optimisent le traitement et la résolution de problématiques techniques complexes : la Direction des Consolidations Groupe et la Direction des Normes Comptables. Ces Directions confortent la qualité et l'homogénéité des analyses effectuées et des positions adoptées.

La Direction Fiscale est responsable de la définition et du déploiement de la politique fiscale du Groupe. Elle coordonne la validation des déclarations fiscales, la documentation relative aux prix de transfert et assure le *reporting* unifié des données fiscales. Elle a une responsabilité hiérarchique sur l'ensemble des activités de la fiscalité. D'une manière générale, elle est étroitement soutenue par les Directions Financières des GBU et des *Hubs* qui assument des responsabilités fiscales en termes de conformité et de transparence.

La Direction gestion de la Performance Groupe a pour objectif d'établir des analyses et rapports nécessaires à la Direction Générale pour le pilotage économique et financier du Groupe. Elle établit et maintient le référentiel de contrôle de gestion Groupe et veille à son déploiement au sein des différentes entités. Elle pilote la filière Contrôle de Gestion dans la définition et la mise en œuvre des processus et outils. Elle assure le pilotage du programme de performance du Groupe.

La Direction Solutions Informatiques Filière Finance est une activité régalienne au niveau du Corporate pour la stratégie SI de la Fonction Finance, ainsi que pour la détermination et le pilotage des politiques, normes et standards de solutions informatiques propres à la filière. Le déploiement des applications et infrastructures est assuré de manière distribuée dans les entités en conformité avec les politiques définies par le Corporate. À ce titre, la DSI Filière Finance veille à la mise en œuvre de la Politique de Sécurité SI Groupe au sein de la filière. Elle suit et planifie les dépenses et investissements SI.

Les entités de *reporting* du périmètre de consolidation utilisent toutes les applications informatiques *SAP BFC* pour la consolidation des comptes et *SAP BPC* pour le *reporting* de

contrôle de gestion au Groupe. La responsabilité de la gestion de *SAP BFC* est assumée conjointement par le Centre d'Expertise Outil de Consolidation (pour ce qui relève des missions d'administration, de paramétrage et d'aide à l'exploitation par les utilisateurs) et par la Direction des Systèmes d'Information pour ce qui relève des infrastructures sous-jacentes spécifiques.

La Direction Relations Investisseurs est responsable des relations avec les investisseurs institutionnels ainsi que les analystes. S'agissant des informations de gestion, le Contrôle de Gestion du Corporate est l'unique source d'information de la Direction des Relations Investisseurs. Les autres informations issues du processus de *reporting* légal et entrant dans le cadre de l'information réglementée au sens de la réglementation AMF sont fournies par la Direction des Comptabilités. Enfin, elle pilote et coordonne le processus de communication au marché (informations financières et opérations majeures) en collaboration avec le Secrétariat Général.

Au travers des lignes fonctionnelles, ces Directions du Corporate supervisent le contrôle interne dans leurs domaines respectifs via les Directions Financières des GBU et des *Hubs* régionaux. Celles-ci sont responsables de la production des comptes sociaux des entités juridiques et de leur transcription dans le référentiel IFRS. La consolidation de ces données transcrites en normes IFRS est réalisée par le Corporate et la mise en œuvre des procédures de contrôle interne auprès de l'ensemble des filiales opérationnelles et d'un contrôle de gestion décentralisé (voir Section 2.3.3.3 "Processus de fixation des objectifs et pilotage").

La Direction Financière s'appuie sur la procédure en vigueur "Missions et principes de fonctionnement de la communication financière" qui précise les principes de gestion pour la communication financière du Groupe et définit ses activités se rapportant aux relations avec les investisseurs et analystes ainsi qu'à la veille de marché.

2.3.3.2 Processus de consolidation

La Direction des Comptabilités est responsable de la production des comptes consolidés. Elle bénéficie du soutien de la **Direction gestion de la Performance** et du contrôle de gestion des GBU et des *Hubs*. Elle met à jour le manuel des principes comptables et les instructions de clôture diffusées avant les phases de consolidation.

Chacun de ces acteurs, sur son périmètre de responsabilité, effectue les contrôles permettant d'assurer la diffusion et la correcte application des normes et des procédures comptables du Groupe. Le Corporate met en œuvre des contrôles de deuxième niveau sur l'information préparée par les GBU et les *Hubs* qui font de même vis-à-vis des données communiquées par les entités de *reporting*.

Les Directeurs Généraux et les Directeurs Financiers de GBU, ainsi que les Directeurs Financiers de *Hubs* géographiques, s'engagent sur la qualité et l'exhaustivité de l'information financière transmise au Groupe par une lettre d'affirmation. Les échanges avec les Commissaires aux comptes confortent la qualité de l'information financière, particulièrement pour les situations complexes pouvant laisser place à l'interprétation.

2.3.3.3 Processus de fixation des objectifs et pilotage

Les quatre GBU du Groupe et les entités métiers produisent annuellement un Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT), un budget et des réestimés. La **Direction gestion de la Performance Groupe** élabore à cette fin des instructions à l'attention de chaque GBU détaillant les hypothèses macroéconomiques, les indicateurs financiers et non financiers, le calendrier et la segmentation du périmètre d'activité. Chaque GBU a la responsabilité de transmettre ces instructions aux filiales et entités de *reporting* de son périmètre après les avoir complétées d'éventuelles spécificités métier.

Le Comité Exécutif valide pour chaque GBU les objectifs fixés pour l'année suivante, le budget correspondant et les perspectives au-delà de l'année en cours issues du processus budgétaire et du PAMT. Le processus de test de dépréciation des écarts d'acquisition et des actifs à long terme s'appuie sur ces données. Le budget consolidé et le PAMT du Groupe sont présentés en Comité d'Audit et en Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies réunis, puis en Conseil d'Administration.

2.3.4 Formalisation et pilotage du contrôle interne

Sur le périmètre INCOME, les managers opérationnels supervisent la mise en œuvre des activités de contrôle de leurs processus, évaluent leurs résultats et remédient aux faiblesses détectées. Ils autoévaluent les contrôles clés et les processus avec le support des contrôleurs internes des entités. L'audit interne contribue quant à lui à vérifier la qualité de ces auto-évaluations et celle de l'environnement général de contrôle. Hors périmètre INCOME, les référentiels de contrôle interne et un questionnaire spécifique sont mis à disposition des entités. Ceci permet de couvrir des domaines sensibles tels que la séparation des tâches et la protection des actifs.

Le Groupe met par ailleurs en œuvre un système d'engagement impliquant les dirigeants des GBU, des *Hubs* régionaux et des principales Directions Corporate quant à la mise en place, la supervision et l'efficacité d'un dispositif de contrôle interne couvrant leurs organisations. Chaque année se tiennent des réunions entre la Direction du Contrôle Interne et les Commissaires aux comptes afin de partager les analyses relatives à la qualité des dispositifs existants et d'identifier les plans d'action permettant de remédier aux faiblesses relevées.

2.3.5 Actions récentes visant à renforcer le dispositif

En 2021, la Direction du Contrôle Interne a fait évoluer sa filière en fonction de la nouvelle organisation du Groupe. Par ailleurs le projet Highbond d'automatisation d'activités de contrôle a poursuivi son déploiement et est maintenant opérationnel sur 13 ERP et 40 contrôles.

3

o E E E E r

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 70

3.1.1 Politique et gouvernance RSE 70
3.1.2 Objectifs RSE 2030 70
3.1.3 Trajectoire Climat (en lien avec les recommandations TCFD : *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*) 71
3.1.4 Certification *Science-Based Targets* 72
3.1.5 Taxonomie européenne 72

3.2 Modèle d'affaires 75

3.3 Analyse des principaux enjeux et risques RSE 77

3.3.1 Principaux risques environnementaux 82
3.3.2 Principaux risques sociétaux 83
3.3.3 Principaux risques sociaux 85
3.3.4 Principaux risques de gouvernance 87

3.4 Informations sociales 88

3.4.1 Données sociales 88
3.4.2 Le développement des Talents 90
3.4.3 Recrutement et fidélisation 93
3.4.4 Diversité et inclusion 95
3.4.5 Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié 98
3.4.6 Dialogue social 99
3.4.7 Note méthodologique de calcul des indicateurs sociaux 99
3.4.8 Politique de santé-sécurité 100

3.5 Informations environnementales 104

3.5.1 Le cadre législatif et réglementaire 104
3.5.2 Le management environnemental 104
3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale 105
3.5.4 Les actions du Groupe 107

3.6 Informations sociétales 113

3.6.1 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats 113
3.6.2 Lutte contre la précarité 113
3.6.3 Transition juste 114

3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 115

3.8 Éthique et 116

3.8.1 Gouvernance éthique et *compliance* 116
3.8.2 Évaluation des risques 116
3.8.3 Textes de référence 117
3.8.4 Signalement et rapport des incidents éthiques 118
3.8.5 Formations 118
3.8.6 Contrôles et certifications 118

3.9 Plan de vigilance 119

3.9.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement 119
3.9.2 Évaluation des tiers 121
3.9.3 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements 122
3.9.4 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan 122
3.9.5 Table de concordance devoir de vigilance 122

3.10 Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière 123

3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 126

L'ordonnance française n° 2017-1180 du 19 juillet 2017 et le décret français n° 2017-1265 du 9 août 2017 ont transposé la Directive européenne 2014/95/UE, dite Directive de *reporting* extra-financier (NFRD), relative à la publication d'informations RSE par les entreprises via la Déclaration de performance extra-financière (DPEF).

En application de ces textes, la DPEF du groupe ENGIE est constituée des éléments suivants :

- une présentation de la gouvernance associée présentée en Section 3.1 "Responsabilité Sociétale d'Entreprise" que complètent la politique de diversité au sein du Conseil d'Administration (voir Chapitre 4 "Gouvernance"), le plan de vigilance (voir Section 3.9 "Plan de vigilance") et des règles d'éthique (voir Section 3.8 "Éthique et *compliance*") ;
- un descriptif des activités du Groupe présentées de façon synthétique, par grands blocs d'activités en Section 3.2 "Modèle d'affaires" et de façon plus détaillée en Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe" et
- une analyse des risques RSE relatifs aux domaines retenus par la directive NFRD détaillée dans la Section 3.3 "Analyse des principaux enjeux et risques RSE".

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise

Les principes fondamentaux de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise sont développés dans la raison d'être inscrite dans les statuts du Groupe.

Repenser le paysage énergétique mondial est devenu aujourd'hui une nécessité face au changement climatique.

L'urgence de réduire l'impact environnemental se traduit par la nécessité de mettre en action un système énergétique plus décarboné, plus décentralisé, plus digitalisé et plus sobre. La recherche d'impacts positifs sur la planète et sur la population nourrit la démarche sociétale du Groupe.

3.1.1 Politique et gouvernance RSE

La politique de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE) d'ENGIE établit les priorités et les engagements du Groupe en matière de RSE pour rassembler les compétences de tous, créer de la valeur partagée pour toutes ses parties prenantes et contribuer à l'atteinte des Objectifs du Développement Durable définis par l'ONU. En agissant pour un impact positif sur les personnes et sur la planète, le Groupe contribue à assurer son *leadership*, dans la durée, comme acteur de référence de la transition énergétique et des services associés au-delà de l'énergie. Cette politique est détaillée dans la Section 1.5.1.

La Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise (Direction RSE) s'appuie sur un réseau de correspondants décliné dans les entités métiers (GBU, GEMS et Nucléaire) et géographiques (*Hubs* régionaux et pays). Pour mobiliser plus amplement les employés sur ces sujets, la Direction RSE s'appuie également sur un réseau interne mondial d'ambassadeurs RSE.

La Direction RSE présente régulièrement au Comité pour l'Ethique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) du Conseil d'Administration des sujets d'actualité (*Science-Based Targets, Task force on Climate-related Financial Disclosures,* suivi des objectifs et des engagements RSE, discussions avec la société civile) et un bilan annuel (notations RSE, objectifs RSE, actions environnementales et sociétales du Groupe).

La Direction RSE anime avec la Direction Financière le Comité "Financement durable" en charge d'instruire les projets susceptibles d'être financés par les obligations vertes régulièrement émises par le Groupe sur le marché.

La Direction RSE anime le Comité "SBT" auquel participe la Direction Financière et les GBU concernés. Ce comité est en charge du pilotage des engagements de décarbonation notamment ceux pris auprès de l'initiative *Science Based Targets*.

Enfin la Direction RSE anime avec la Direction Financière, le Comité "Adaptation & TCFD" en charge de piloter la réalisation des engagements de transparence financière pris à l'égard de l'initiative TCFD (*Task Force on Climate related Financial Disclosures*) et de suivre les plans d'adaptation des actifs du Groupe au changement climatique.

La Direction RSE co-anime avec la Direction Éthique & *Compliance* le Comité "Devoir de Vigilance" en charge de piloter les mesures prises pour prévenir les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi qu'envers l'environnement, susceptibles d'être générées par les activités du Groupe et de ses filiales contrôlées.

La Direction RSE rencontre de nombreuses parties prenantes de manière régulière (ONG, investisseurs, agences de notation, clients, leaders d'opinion, et experts) et organise des panels et des forums de discussion, afin de travailler sur la durabilité des offres et des projets en lien avec les équipes opérationnelles du Groupe. Des formations sont régulièrement organisées pour les collaborateurs sur les thématiques liées au développement durable et à l'engagement des parties prenantes.

ENGIE publie chaque année, en amont de son Assemblée Générale, un Rapport intégré rendant compte de sa performance globale en matière financière, environnementale, sociale et sociétale. Il est discuté en amont avec ses parties prenantes pour en améliorer la pertinence.

3.1.2 Objectifs RSE 2030

En 2020, le Groupe s'est donné 19 objectifs RSE 2030 en accord avec sa raison d'être et ses nouvelles orientations stratégiques.

Pour chaque objectif, un membre du Comex a été désigné comme *sponsor* ainsi qu'un pilote qui se coordonnent avec la filière concernée pour mettre en œuvre les actions nécessaires à l'atteinte de l'objectif. La Direction RSE pilote la coordination et le suivi de ces objectifs RSE pour la Direction Générale, le CEEDD et le Conseil d'Administration.

Les résultats 2021 des huit objectifs clés (dits de rang 1) sont présentés à la Section 1.5.2 du présent document.

3.1.3 Trajectoire Climat (en lien avec les recommandations TCFD : *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*)

3.1.3.1 Gouvernance

Le Conseil d'Administration arrête la stratégie de transition climatique et les objectifs associés. Ce sujet occupe une place centrale dans ses travaux notamment à l'occasion du séminaire stratégique du Conseil, et dans ses décisions d'investissement, qui sont préparées par le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies (CSIT).

Le Conseil s'appuie en matière climatique sur les travaux du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) qui est spécifiquement en charge d'examiner les risques et opportunités liés au changement climatique et d'adresser ses recommandations au Conseil.

Le CEEDD étudie et statue sur les questions liées au climat et en particulier sur les points concernant la mise en œuvre des recommandations de la TCFD, les objectifs de décarbonation et la politique climatique. Ce rôle a été confirmé par son inscription dans le règlement intérieur du Conseil d'Administration en 2019.

Afin de remplir cette mission, le CEEDD s'appuie sur un point climat annuel, une analyse de risques et d'opportunités liés au climat, ainsi que d'autres éléments plus spécifiques (avancement du plan d'adaptation par exemple). Le risque climat fait partie des risques prioritaires suivis annuellement par le Conseil d'Administration. Ces dossiers sont préparés par la Direction RSE qui intègre également dans son reporting RSE au CEEDD un chapitre dédié au climat.

La Direction RSE anime le comité SBT de suivi et de gestion des objectifs de décarbonation du Groupe, ainsi que le comité TCFD & Adaptation de suivi et de mise en œuvre des recommandations de la TCFD.

En complément, le Groupe a mis en place des modules de formation dédiés aux Administrateurs afin qu'ils puissent s'assurer qu'ils disposent des compétences suffisantes pour remplir leur mission. Le climat est l'un des thèmes présents dans ces formations.

Par ailleurs, la Direction RSE propose au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, des critères de rémunération du Directeur Général qui intègrent les principaux enjeux RSE d'ENGIE. L'évolution des émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'énergie en fait partie.

3.1.3.2 Stratégie

En lien avec la raison d'être, la contribution à la décarbonation de l'économie est au cœur de la stratégie du Groupe. Elle se concrétise également par des engagements de long terme de neutralité carbone (scopes 1, 2 et 3) en 2045 ainsi que d'objectifs de moyen long terme avec une trajectoire d'émissions de GES compatible avec l'Accord de Paris (voir Section 3.1.4).

Afin de définir ses engagements, le Groupe a étudié la résilience de son modèle d'affaires en le confrontant à différents scénarios de décarbonation et en variant les hypothèses de développement de ses activités.

Ces engagements sont d'ores et déjà traduits dans les processus du Groupe, avec par exemple l'allocation de budgets carbone 2025 et 2030 aux principaux métiers, le suivi bimensuel de la consommation de ces budgets dans le cadre de nouveaux investissements.

L'impact du changement climatique sur la stratégie du Groupe est également étudiée. Une démarche approfondie est actuellement en cours, avec une approche par pays ou par grande région climatique d'intérêt pour ENGIE. L'étude aborde quatre points à savoir : l'impact du changement climatique sur le risque pays, la valeur des actifs existants, les objectifs stratégiques à 2030, et les questions stratégiques spécifiques aux pays étudiés. Cette étude, qui se fonde notamment sur trois scénarios climatiques du GIEC sera finalisée au second semestre 2022.

Par ailleurs, le changement climatique peut également être porteur de nouvelles opportunités : il encourage le développement de nouvelles technologies et solutions qui sont autant d'opportunités pour le Groupe, notamment en matière de :

- développement des énergies renouvelables pour l'électricité ;
- développement des gaz verts (biométhane et hydrogène) ;
- démultiplication des offres d'appui et de solutions de décarbonation à nos clients.

3.1.3.3 Gestion des risques

Le changement climatique est porteur de risques structurels pour le Groupe.

Les risques de transition auxquels le Groupe est exposé se traduisent essentiellement par le renforcement des réglementations sur les émissions et des politiques de décarbonation, la modification des comportements des marchés et consommateurs et les évolutions technologiques. Depuis 2012, le Groupe s'est fixé des objectifs de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre. Depuis 2017, date de l'Accord de Paris sur le climat, le Groupe a réduit ses émissions directes de 53% et ses émissions totales de 30%. Il s'est fixé des objectifs ambitieux à horizon 2030 (certifiés par SBTi) et la neutralité carbone en 2045. Au-delà des émissions de ses propres actifs industriels, le Groupe agit sur toute sa chaîne de valeur : fournisseurs, pratiques de travail, appui aux clients pour décarboner leur empreinte.

Les risques physiques visent les actifs et activités du Groupe qui peuvent être exposés aux impacts du changement climatique. La collaboration de la Direction RSE avec les entités opérationnelles du Groupe a permis d'identifier les index climatiques porteurs d'impacts pour nos activités (hausse des températures, inondations, sécheresses, vents, vagues de chaleur). En complément, le Groupe a conclu un partenariat avec l'Institut Pierre Simon Laplace pour disposer des données d'évolutions climatiques à horizons 2030 et 2050.

Ces éléments ont permis de définir une liste de sites opérationnels prioritaires dont la résilience locale au changement climatique est en cours d'étude. Des analyses sur l'ensemble du parc de production d'ENGIE sont en cours pour évaluer l'impact financier du changement climatique sur les activités du Groupe. Outre la gestion des risques, les couvertures assurantielles et les plans de continuité à court terme sont en cours d'élaboration ainsi qu'un plan d'adaptation pour les actifs à risques aux horizons 2030 et 2050.

3.1.3.4 Indicateurs et objectifs

ENGIE dispose d'un panel robuste d'indicateurs de performance clés (*KPI*) qui permettent de mesurer son empreinte carbone avec tout le niveau de détail souhaité. Ces indicateurs lui permettent de piloter précisément l'évolution de ses émissions de GES. Les résultats des objectifs de décarbonation sont présentés en Section 1.5.2.

3.1.4 Certification *Science-Based Targets*

L'initiative SBT (*Science-Based Targets*) a pour objet d'inciter les entreprises à une action climatique ambitieuse en validant la conformité de leurs chroniques prévisionnelles d'émissions de CO_2 éq. aux engagements de l'Accord de Paris.

Soucieux de sa responsabilité environnementale, ENGIE a obtenu la certification *SBTi* "trajectoire 2 °C" en février 2020.

Pour cela, le Groupe s'est notamment engagé à réduire :

- l'intensité carbone de sa production d'électricité (scopes 1 et 3) de 52% d'ici 2030 par rapport à 2017 ;
- les émissions de l'usage des produits vendus (scope 3) de 34% d'ici 2030 par rapport à 2017.

Cette certification témoigne de l'ambition d'ENGIE de devenir un des acteurs majeurs de la transition énergétique vers un monde neutre en carbone.

En mai 2021, le Groupe s'est par ailleurs engagé à aller plus loin en s'engageant dans une trajectoire *"well-below 2°C" en* 2030 en vue d'être Net Zéro Carbone en 2045.

Dans ce cadre, ENGIE s'est engagé à mettre fin à son activité charbon en 2025 pour l'Europe et en 2027 pour le reste du monde sur la totalité de ses actifs charbon.

Cette sortie du charbon se réalise, par ordre de priorité, par des fermetures, des conversions ou des cessions de centrales. Si la fermeture d'une centrale charbon est effectivement préférable à sa cession du seul point de vue environnemental, son implémentation se confronte à deux limites : ENGIE n'est quasiment jamais le seul décideur en la matière et la fermeture peut s'avérer impossible lorsque la centrale charbon contribue à la sécurité énergétique d'un État ou d'un territoire.

Enfin, lorsque ENGIE se résout à une cession de centrale charbon, il prend en compte les considérations RSE dans le choix du partenaire acheteur. Le produit de cession permet aussi au Groupe de financer le développement de capacités renouvelables bénéfiques au climat.

Concernant le gaz naturel, l'ambition du Groupe est de substituer progressivement le gaz fossile par du gaz vert grâce au développement du biométhane et de l'hydrogène vert. Ces dispositions viennent compléter le fort développement des capacités d'énergie renouvelable électrique engagé par le Groupe dans son ambition de transition vers une société décarbonée.

3.1.5 Taxonomie européenne

Afin d'orienter les investissements industriels européens vers des activités durables et atteindre la neutralité carbone en 2050, l'Union européenne s'est dotée, avec le Règlement 2020/852 en date du 18 juin 2020 complété d'un Acte délégué en date du 4 juin 2021, d'une taxonomie européenne qui recense les activités économiques réputées durables pour l'environnement.

Le Règlement 2021/2078 en date du 6 juillet 2021 impose de publier dans la présente Déclaration de Performance Extra-Financière (DPEF), les taux d'éligibilité (mais pas les taux d'alignement) des activités 2021 à cette taxonomie au travers de trois indicateurs définis par la taxonomie :

- Chiffre d'Affaires (CA) ;
- Dépenses d'investissement (CAPEX) ; et
- Dépenses opérationnelles (OPEX).

Les indicateurs CA et CAPEX retenus pour ces calculs de taux d'éligibilité sont strictement conformes aux définitions de la taxonomie.

Le Chiffre d'affaires correspond au CA publié par le Groupe, c'est-à-dire qu'il exclut le CA des sociétés mises en équivalence (comme Ocean Winds, partenariat avec EDPR dans le domaine de l'éolien en mer), et le CA des activités non poursuivies (comme EQUANS).

L'indicateur CAPEX défini par la taxonomie est différent de celui retenu par ENGIE dans son dialogue de gestion et dans sa communication financière au marché. En particulier, sont exclus par la taxonomie les investissements financiers, dans les sociétés mises en équivalence, ainsi que les cessions DBSO/DBOO *Partnerships*.

Or, ENGIE a investi en 2021 près de 370 M€ dans des sociétés mises en équivalence dont 350 M€ dans des activités durables au sens de la taxonomie (principalement dans Ocean Winds).

La réconciliation entre les CAPEX ENGIE et les CAPEX taxonomie est la suivante :

Données au 31 décembre 2021 en millions d'euros	Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) [1]	CAPEX Taxonomie
Investissements corporels et incorporels	5 990	5 990
(-) Variation dettes sur investissements corporels et incorporels	*0*	*316*
Entrée investissements corporels et incorporels résultant de "*Business combinations*"	0	44
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	392	0
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*6*	*0*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	369	0
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	1 548	0
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	-121	0
(+) Autres	*3*	*0*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	36	0
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO	-270	0
Droits d'utilisation des actifs (IFRS16)	0	493
TOTAL	**7 954**	**6 843**

(1) voir Note 6.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"

En revanche, la définition retenue pour **l'indicateur OPEX** est plus étendue que la stricte définition de la taxonomie pour des raisons de disponibilité et pertinence de l'information.

Les Dépenses opérationnelles (OPEX taxonomie) éligibles correspondent aux OPEX "*day-to-day servicing of assets*" (définition stricte) qui sont composés des dépenses de maintenance, entretien et réparation des actifs corporels y compris les dépenses de R&D ou les contrats de location associés. Les différents reporting existants au sein du Groupe ENGIE ne permettent pas de calculer les OPEX taxonomie au sens strict de sa définition.

Ainsi ENGIE a retenu une définition plus large des OPEX en y ajoutant les OPEX relatifs au "*day-to-day operating of assets*" (définition étendue), qui sont composés notamment des dépenses d'achats d'énergie pour le fonctionnement des actifs, et des dépenses de personnel liées à l'exploitation.

Le résultat de ce travail est donné dans les trois tableaux ci-après avec une ventilation des résultats par segment.

Chiffre d'Affaires (CA) 2021 retenu par la taxonomie

Segment	CA éligible (M€) : A	CA total (M€) : B	Taux d'éligibilité du CA : (A/B)
Renouvelables	3 661	3 661	100%
Infrastructures	483	6 700	7%
Energy Solutions	5 732	9 939	58%
Production Thermique	482	4 089	12%
Fourniture d'Énergie	999	13 238	8%
Nucléaire	0	56	0%
Autres	19	20 183	0%
TOTAL	**11 375**	**57 866**	**20%**

Dépenses d'investissement (CAPEX) 2021 retenus par la taxonomie

Segment	CAPEX éligible (M€) : A	CAPEX total (M€) : B	Taux d'éligibilité des CAPEX : (A/B)
Renouvelables	2 414	2 417	100%
Infrastructures	129	2 285	6%
Energy Solutions	610	754	81%
Production Thermique	64	351	18%
Fourniture d'Énergie	44	287	15%
Nucléaire	0	196	0%
Autres	44	554	8%
TOTAL	**3 305**	**6 843**	**48%**

Dépenses opérationnelles (OPEX) 2021 retenus par la taxonomie

Segment	OPEX éligible (M€) : A	OPEX total (M€) : B	Taux d'éligibilité des OPEX : (A/B)
Renouvelables	797	797	100%
Infrastructures	24	2 398	1%
Energy Solutions	4 081	7 685	53%
Production Thermique	45	2 659	2%
Fourniture d'Énergie	1 023	2 592	39%
Nucléaire	0	1 206	0%
Autres	30	23 743	0%
TOTAL	**6 001**	**41 080**	**15%**

ENGIE affiche en 2021, un chiffre d'affaires éligible à la taxonomie à 20%, des CAPEX éligibles à la taxonomie à 48% et des OPEX éligibles à la taxonomie à 15%.

Ces chiffres Groupe (hors EQUANS) couvrent des disparités importantes en fonction des métiers.

Toutes les activités de la GBU Renouvelables sont éligibles (100%).

Les activités de la GBU *Energy Solution*s sont majoritairement éligibles (58% pour le CA, 81% pour les CAPEX et 53% pour les OPEX) tandis que les activités des GBU Production thermique & Fourniture d'Énergie et Infrastructures sont minoritairement éligibles à la taxonomie.

En revanche, au fur et à mesure que les trois activités d'infrastructures gaz (transport, distribution et stockage) seront converties aux gaz renouvelables et au stockage d'hydrogène, elles deviendront progressivement éligibles.

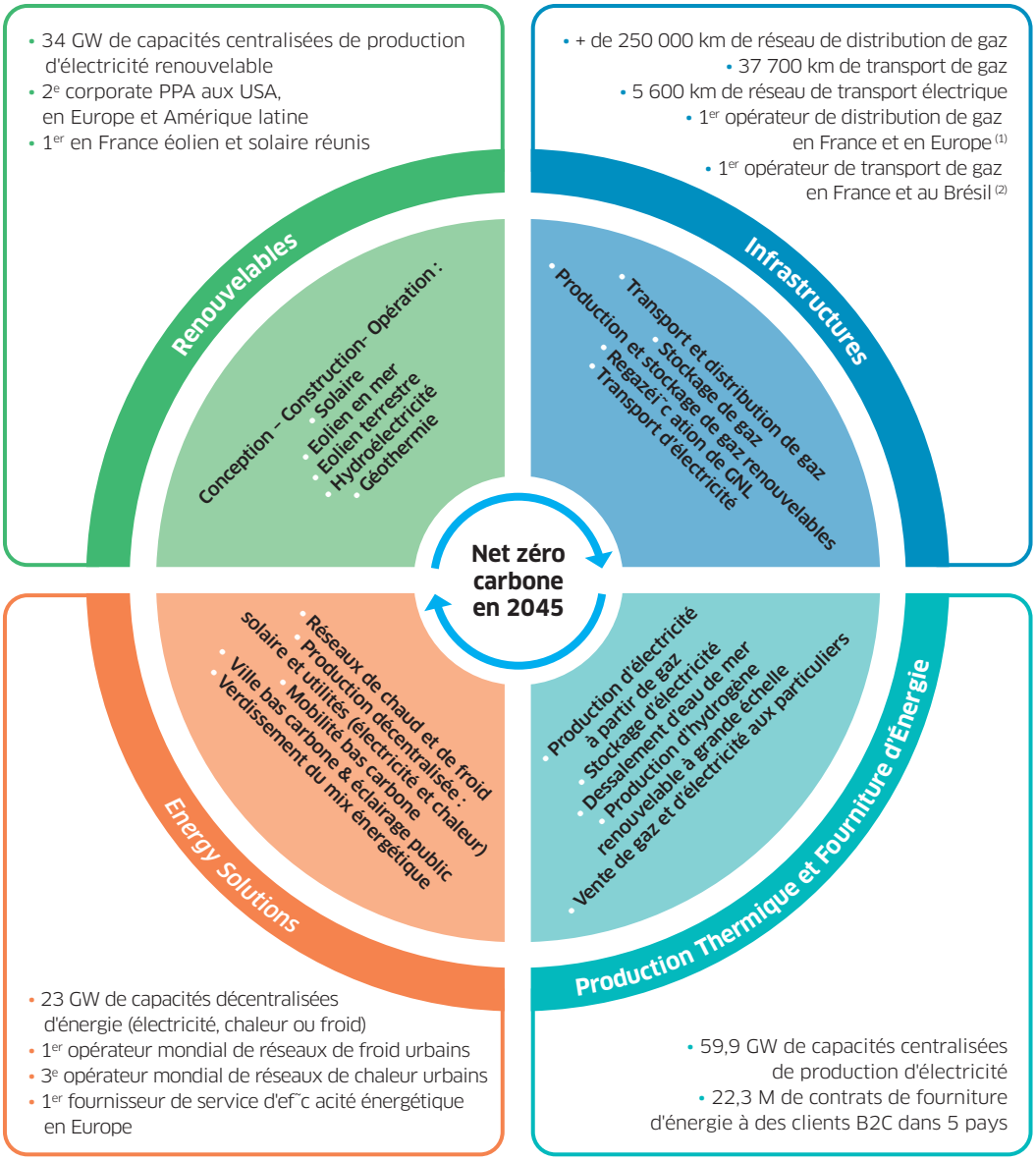
Enfin, les activités Autres (dont *GEMS)* et Nucléaire ne sont pas éligibles à la taxonomie.

À noter que le calcul d'éligibilité des seuls CAPEX de croissance de 2021 donne un ratio de 75%, nettement supérieur aux 48% calculés sur l'ensemble des CAPEX (croissance et maintenance).

3.2 Modèle d'affaires

L'accélération de la transition énergétique déplace la valeur du secteur vers des activités plus respectueuses de l'environnement et des services plus proches du client final. Elle induit, en outre, la nécessité d'apporter des réponses adaptées à chaque territoire, intégrant la bonne compréhension des situations et des ressources locales. ENGIE s'implique pour sensibiliser et coconstruire avec ses parties prenantes la transition énergétique.

Les activités du Groupe, détaillées à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe", peuvent être représentées selon le schéma suivant :



(1) Par le biais de ˜liales indépendantes
(2) Par le biais d'une ˜liale indépendante

Les quatre blocs d'activités du Groupe (Renouvelables, Infrastructures, *Energy solutions*, Production Thermique & Fourniture d'Énergie) et Autres activités mobilisent des capitaux ou des ressources de différentes natures et créent de la valeur selon cinq axes comme illustrée ci-dessous. Cette présentation reprend les principes de *l'International Integrated Reporting Council* (IIRC).

Création de valeur pour ENGIE

LES RESSOURCES

Capitaux Financiers
capitaux propres, capitaux empruntés...
Cf. Section 6.2 "Comptes consolidés"

Capitaux Industriels
actifs industriels, dépenses d'investissement, de développement, de maintenance...
Cf. Section 6.2 "Comptes consolidés"

Capitaux Intellectuels
effectifs et dépenses R&D et innovation...
Cf. Section 1.3 "Recherche, technologies, et innovation "

Capitaux Humains
effectifs, dépenses de personnel et de formation...
Cf. Section 3.4 "Informations sociales"

Capitaux Sociétaux
parties prenantes mobilisées en interne et en externe...
Cf. Section 3.6 "Informations sociétales"

Capitaux Naturels
volumes et dépenses d'achat de matières premières, de fournitures autres, dépenses liées à la préservation de l'environnement...
Cf. Sections 3.5 "Informations environnementales" et 3.7 "Achats, sous-traitance et fournisseurs"

LE *BUSINESS MODEL*

Renouvelables

Infrastructures

Energy Solutions

Production Thermique & Fourniture d'Énergie

Autres activités

LA CRÉATION DE VALEUR

Une transition énergétique durable
capacités de production renouvelables, taux de renouvelable du portefeuille, taux de recyclage des déchets, taux de réduction des émissions de CO_2 et autres polluants, % de sites de production avec un plan environnemental concerté avec les parties prenantes... Cf. Section 3.5 "Informations environnementales"

Une transition énergétique rentable
croissances organiques du chiffre d'affaires et de l'EBITDA, taux de rémunération desactionnaires, ROCE... Cf. Sections 1.4.3 "Chiffres clés ˜nancier s 2021" et 6.2 "Comptes consolidés"

Une transition énergétique pour demain
investissements dans l'innovation et le digital, nombre de labs créés...
Cf. Section 1.3 "Recherche, technologies, et innovation"

Une transition énergétique pour tous
montant récurrent des impôts payés, montant des achats locaux, % de PME parmi les fournisseurs, nombre de clients béné˜ciair es des tarifs sociaux, nombre de béné˜ciair es à un accès à l'énergie
Cf. Sections 3.6 "Informations sociétales" et 3.7 "Achats, sous-traitance et fournisseurs"

Une transition énergétique qui rassemble
politique de rémunération, taux d'actionnariat salarié, taux d'engagement des salariés, taux de fréquence des accidents, % de sites industriels ayant mis en place un dispositif de dialogue avec les parties prenantes
Cf. Sections 3.4 "Informations sociales" et 3.6 "Informations sociétales"

3.3 Analyse des principaux enjeux et risques RSE

Pour identifier les principaux risques RSE, ENGIE s'est appuyé sur la dernière version (2020) de sa matrice des enjeux, dite "matrice de matérialité". Elle a été réalisée pour mieux refléter les attentes et priorités de ses parties prenantes, celles de son *management* et mieux cibler sa stratégie et ses actions.

Il en résulte 20 enjeux répartis selon quatre catégories à savoir : quatre fondamentaux, sept matériels, deux majeurs et sept décisifs.

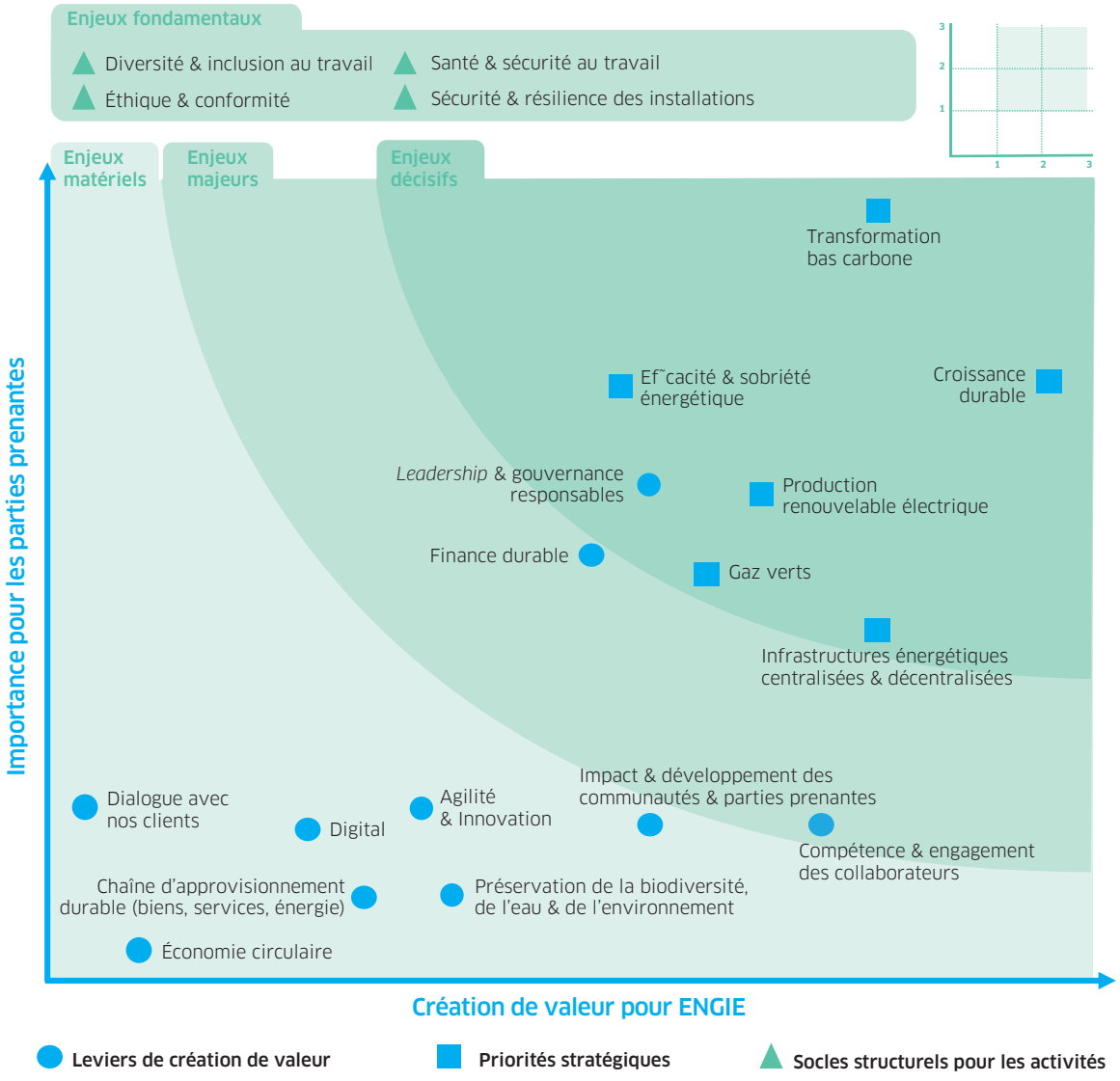
Les enjeux fondamentaux constituent des enjeux pérennes constituant le socle fondateur pour un exercice responsable des activités industrielles et commerciales du Groupe. De ce fait, ils n'ont pas été interclassés, ni comparés aux autres enjeux. Les autres enjeux ont été évalués et classés selon trois catégories de matérialité croissante :

- les enjeux matériels qui contribuent à la création de valeur du Groupe ;
- les enjeux majeurs qui contribuent de manière importante à celle-ci ;
- et les enjeux décisifs qui y contribuent de manière essentielle, six d'entre eux constituant les priorités stratégiques du Groupe.

Les enjeux sont positionnés sur la matrice :

- en fonction de leur importance pour les parties prenantes (axe des ordonnées) ;
- en fonction de l'impact en termes de création de valeur pour ENGIE (axe des abscisses).

La méthodologie de construction de cette matrice est accessible sur le site internet du Groupe (espace Responsabilité Sociétale d'Entreprise).



Les définitions des enjeux 2021 sont précisées dans les tableaux suivants :

Enjeu	Définition
1. & gouvernance responsables	Garantir un *leadership* et une gouvernance exemplaires et transparents, adaptés aux enjeux stratégiques ; assurer la transparence et l'intégrité de l'information grâce à la fiabilité de la communication, la gestion efficace des éventuelles controverses et l'image de marque d'ENGIE ; assurer la lisibilité des objectifs du Groupe ; assurer la cohérence des actions du Groupe vis-à-vis de sa raison d'être.
2. Digital	Mettre notre expertise digitale au service de la transition énergétique en offrant à nos clients des solutions et services innovants différenciants ; mettre à profit ces technologies afin d'améliorer l'efficacité opérationnelle du Groupe et renforcer la cohésion entre nos employés grâce à des nouveaux outils collaboratifs.
3. Croissance durable	Assurer la résilience du modèle d'affaires du Groupe ainsi que la croissance des résultats financiers à long terme ; garantir un partage de la valeur avec l'ensemble des parties prenantes (rémunérer de façon incitative les cadres dirigeants et l'ensemble des collaborateurs ; assurer des dispositifs d'attractivité et de fidélisation des actionnaires) ; limiter les risques d'actifs échoués ; assurer une stabilité en matière de notation financière et RSE.
4. Sécurité & résilience des installations	Assurer la sûreté de fonctionnement des installations et la continuité des activités en garantissant : la sécurité et surveillance des sites sensibles du Groupe (nucléaires et industriels), la résilience et l'adaptation des installations face aux risques climatiques, la cybersécurité des systèmes industriels, la confidentialité et protection des données personnelles de nos collaborateurs et de nos clients ; assurer le démantèlement des sites nucléaires dans les conditions de sécurité requises.
5. Compétence & engagement des collaborateurs	Favoriser l'appropriation de la raison d'être, de la stratégie et des valeurs d'ENGIE par les collaborateurs en les rendant acteurs de leur déploiement ; renforcer la relation de confiance entre le management et les collaborateurs ; explorer et développer les nouveaux modes de travail adaptés aux besoins des collaborateurs ; assurer un dialogue social de qualité au sein du Groupe ; capitaliser sur les compétences des collaborateurs et les accompagner dans leurs évolutions professionnelles ; attirer et développer les talents ; renforcer l'intrapreneuriat dans nos pratiques.
6. Santé & sécurité au travail	Garantir la sécurité et des conditions de travail optimales pour nos collaborateurs, contractants et sous-traitants dans l'ensemble des zones géographiques où le Groupe opère.
7. Diversité & inclusion au travail	Promouvoir l'égalité des chances et faire de l'égalité de traitement une réalité ; veiller à la non-discrimination à l'égard de nos salariés comme de nos candidats ; promouvoir la diversité des profils et des expériences à tous les niveaux de l'entreprise.
8. Économie circulaire	Encourager la circularité tout au long de la chaîne de valeur en favorisant le recyclage, la réutilisation et la valorisation des ressources dans les opérations ; maîtriser la consommation des ressources (consommation responsable) ; assurer une utilisation efficiente des matières premières.
9. Préservation de la biodiversité, de l'eau & de l'environnement	Prévenir et maitriser l'impact des opérations du Groupe sur la biodiversité, l'eau et l'environnement (pollution sonore, pollution des sols, pollution de l'eau et de l'air) ; être acteur et moteur de la protection de l'environnement et contribuer à la restauration des habitats naturels à travers des engagements ciblés et concrets.
10. Transformation bas carbone	Agir positivement pour l'environnement et le climat en assurant un virage lisible et ambitieux vers des activités bas-carbone, en se désengageant des activités carbonées, en développant des offres visant à réduire l'empreinte carbone des clients du Groupe, en maîtrisant l'empreinte carbone de nos chaînes d'approvisionnement et de nos pratiques de travail.
11. Production renouvelable électrique	Renforcer notre investissement dans un portefeuille d'activités compétitif et durable de production électrique à partir d'énergies renouvelables et en assurer l'acceptabilité locale; anticiper les nouvelles sources d'énergies renouvelables et être acteur de leurs déploiements.
12. Gaz verts	Développer de façon durable l'ensemble de la chaîne de valeur des gaz verts (biométhane, hydrogène) ; sensibiliser nos clients et parties prenantes aux rôles des gaz verts comme leviers de résilience et de performance dans la transition énergétique.
13. Infrastructures énergétiques centralisées & décentralisées	Poursuivre le développement des infrastructures énergétiques de gaz et d'électricité ainsi que les infrastructures décentralisées (réseaux de chaleur et de froid, réseaux de bornes de recharge pour véhicules électrique, réseaux urbains d'éclairage public, etc.) ; mettre à profit les nouvelles technologies au service de la gestion intelligente et connectée des réseaux et des infrastructures.

Enjeu	Définition
14. Agilité & innovation	Faire évoluer la culture d'entreprise vers une plus grande agilité et ouverture à l'innovation ; renforcer nos capacités d'évolution (adaptation des *business models* et de l'organisation de Groupe, transformation des modes de travail, développement de l'intrapreneuriat, etc.) face aux évolutions de l'environnement du Groupe (attentes, usages, etc.).
15. Dialogue avec nos clients	Engager un dialogue d'ordre stratégique avec nos clients actuels et historiques afin de les accompagner au mieux dans leur transformation bas carbone ; sensibiliser l'ensemble de nos clients à nos valeurs et engagements ; développer une relation partenariale de qualité et s'adapter aux spécificités de nos implantations géographiques ; s'engager sur une performance (énergétique, carbone,etc.) à long terme auprès de nos clients.
16. Éthique & conformité	Garantir une conduite responsable des affaires à travers des pratiques éthiques robustes et transparentes au niveau des activités opérationnelles (ex. anti-corruption, fiscalité).
17. Impact & développement des communautés et parties prenantes	Œuvrer pour le respect des droits humains sur toute notre chaîne de valeur, maintenir un dialogue continu et de qualité avec les parties prenantes ; développer de nouvelles dynamiques de partenariats ; contribuer positivement au développement territorial, dans le respect des communautés locales, en tenant compte de l'évolution des besoins ; contribuer à une transition énergétique juste et efficace ; encourager une économie plus inclusive et plus équitable.
18. Finance durable	Œuvrer en faveur d'une finance durable à travers : la promotion d'instruments financiers responsables (*green bonds*, etc.), l'intégration des enjeux ESG dans le processus d'investissement afin de favoriser le développement d'activités durables ; démontrer l'alignement des actions d'ENGIE avec les attentes croissantes des investisseurs et des agences de notation RSE ; anticiper et s'adapter aux évolutions réglementaires en la matière.
19. Chaîne d'approvisionnement durable (biens, services, énergie)	Promouvoir les pratiques RSE d'ENGIE tout au long de ses chaînes d'approvisionnement ; favoriser un dialogue de qualité avec ses fournisseurs ; nouer des partenariats stratégiques en matière de développement durable ; maîtriser les risques sociaux et environnementaux liés à l'activité et à la localisation géographique des fournisseurs de biens, de services et d'énergie ; privilégier un panel de fournisseurs diversifiés afin de garantir la continuité de l'activité.
20. Efficacité & sobriété énergétique	Accompagner une démarche individuelle et collective de changements techniques, d'usages, pratiques et modes d'organisation visant à la réduction des consommations énergétiques ; à tous les niveaux du Groupe : pratiques quotidiennes de travail, opérations, chaîne d'approvisionnement et chez nos clients à travers nos offres ainsi qu'au niveau de nos infrastructures.

Ces 20 enjeux génèrent des risques et des opportunités RSE. Ces risques RSE sont classés conformément à la réglementation selon la typologie suivante :

- environnementaux ;
- sociétaux ;
- sociaux ;
- et de gouvernance.

Les principaux Objectifs de Développement Durable (ODD) des Nations Unies pouvant être impactés par ces risques sont également indiqués.

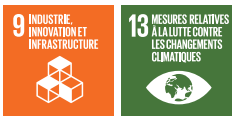
L'analyse des risques retenue au Chapitre 2 "Facteurs de risques et contrôle" diffère de l'analyse de ces risques RSE. Au Chapitre 2, les risques dits "risques matériels spécifiques nets" sont évalués et hiérarchisés. Ils sont propres aux activités d'ENGIE et peuvent avoir un impact financier à court ou moyen terme dans le cadre de décisions d'investissement concernant ENGIE. Ils sont qualifiés de "nets" en regard de leur impact potentiel résiduel après avoir pris en compte les mesures prises par le Groupe pour les réduire.

Les risques de la présente Section sont de nature RSE, ne sont pas forcément spécifiques aux activités d'ENGIE, et peuvent avoir des impacts à moyen ou long terme. Ce sont des risques bruts, non atténués par les mesures de gestion prises par ENGIE.

Ces approches différentes expliquent les écarts entre la liste des risques présentés au Chapitre 2 et ceux de la présente Section.

RISQUES ENVIRONNEMENTAUX

Enjeu 2 : Digital
Enjeu 4 : Sécurité et résilience des installations
Enjeu 8 : Économie circulaire
Enjeu 9 : Préservation de la biodiversité, de l'eau et de l'environnement
Enjeu 10 : Transformation bas carbone
Enjeu 11 : Production renouvelable électrique
Enjeu 12 : Gaz verts
Enjeu 13 : Infrastructures énergétiques centralisées et décentralisées
Enjeu 20 : Efficacité & sobriété énergétique

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
A	*Sécurité industrielle :* il correspond au risque d'atteinte à l'intégrité des personnes ou des biens du fait des activités opérationnelles du Groupe.	Ventes de services : digitalisation, robotisation, sécurisation et surveillance de sites sensibles, aide à l'adaptation au changement climatique d'installations clients, aide à la décarbonation de portefeuilles clients	
B	*Sûreté nucléaire :* il correspond aux risques spécifiques en cas d'accidents pouvant conduire à des rejets radioactifs issus des centrales nucléaires du Groupe.		
C	*Cyber-attaque des systèmes industriels :* il correspond à l'attaque des systèmes de commande industriels.		
D	*Atteinte aux patrimoines matériels et immatériels par malveillance :* il correspond aux actes de malveillance touchant les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, mais aussi ceux touchant l'information, constitutive du patrimoine immatériel du Groupe, qu'elle soit sur support informatique, physique ou même véhiculée verbalement.		
E	*Contribution au changement climatique*	Ventes de services : réduction de l'empreinte carbone de sites industriels, plans de gestion de l'environnement Programme de restauration de la faune et la flore Mobilisation des parties prenantes: clients, salariés, territoires, ONG	
F	*Impact du changement climatique*		
G	*Biodiversité*		
H	*Stress hydrique*		
I	*Gestion des déchets*		
J	*Pollution atmosphérique*		
K	*Pollution du milieu environnant*		

RISQUES SOCIÉTAUX

Enjeu 3 : Croissance durable
Enjeu 15 : Dialogue avec les clients
Enjeu 17 : Impact et développement des communautés et des parties prenantes
Enjeu 18 : Finance durable
Enjeu 19 : Chaîne d'approvisionnement durable

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
L	*Acceptation sociale :* les activités du Groupe impliquent la détention de divers permis et autorisations dont l'obtention ou le renouvellement auprès des autorités réglementaires compétentes peut impliquer des procédures longues et coûteuses. Le Groupe peut être confronté à l'opposition de la population locale ou d'associations lors de l'installation ou de l'exploitation de certains équipements.	Co-construction des offres avec les parties prenantes Pérennisation des activités industrielles Développement de l'offre d'accès à l'énergie dans les territoires non desservis Traitement de la précarité énergétique par des offres adaptées Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe	
M	*Gestion de grands projets :* avec notamment la prise en compte du dialogue avec les parties prenantes, le non-respect du coût, des délais de construction et de la performance opérationnelle des grands projets industriels.		
N	*Réputation :* incapacité de l'entreprise à instaurer et conserver la confiance des parties prenantes et à en obtenir les bénéfices qui y sont associés, incapacité à maintenir les valeurs et les normes sociales de l'entreprise y compris chez ses fournisseurs ou sous-traitants, incapacité de l'entreprise et du projet à bâtir et protéger son image de marque, incapacité des projets visant un meilleur accès à l'énergie à atteindre leurs cibles.		

RISQUES SOCIAUX

Enjeu 1 : et gouvernance responsables
Enjeu 5 : Compétences et engagement des collaborateurs
Enjeu 14 : Agilité et innovation

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
O	*Compétences* : c'est-à-dire la pénurie de personnes qualifiées, l'indisponibilité de ressources flexibles en fonction des besoins, la perte de connaissances clés en cas de départ par manque de plans de succession ou en raison de conditions plus attrayantes dans la même zone géographique.	Adaptation aux évolutions des métiers Attrait du Groupe auprès des jeunes sensibles à la neutralité carbone Digitalisation améliorant l'efficacité du travail	
P	*Adhésion des salariés* : dans le cadre de la transformation du Groupe, le manque d'adhésion peut conduire à des mouvements sociaux.		

Enjeu 7 : Diversité et inclusion au travail

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
Q	*Diversité* : non-représentativité de la population salariée par rapport à la société dans laquelle le Groupe évolue.	Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe Inclusivité de l'entreprise Reflet de la société Attractivité du Groupe	
R	*Inéquité* : traitement discriminatoire des salariés ou des candidats.		

Enjeu 6 : Santé - sécurité au travail

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
S	*Santé-sécurité au travail* pour les salariés, les contractants et les sous-traitants.	Amélioration de la performance opérationnelle Bien-être au travail Motivation des salariés	
T	*Sûreté dans les déplacements*		

RISQUES DE GOUVERNANCE

Enjeu 1 : et gouvernance responsables
Enjeu 16 : Éthique et conformité

	Risques associés	Opportunités associées	ODD associés
U	*Corruption* : le risque d'un comportement pénalement répréhensible par lequel une personne sollicite ou accepte un avantage en vue d'accomplir un acte entrant dans le cadre de ses fonctions.	Exemplarité citoyenne du Groupe Motivation des salariés	
V	*Fiscal* : le risque de non-conformité aux réglementations fiscales, aux obligations de déclaration et à leurs évolutions.		

Enjeu 17 : Impact et développement des communautés et des parties prenantes

	Risques associés	Opportunités associées	ODD associés
W	*Atteinte aux droits humains*	Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe	

Conformément à la réglementation, ces risques sont analysés, dans les pages suivantes, au travers :

- d'un résumé des politiques ou des plans d'actions mis en œuvre pour les limiter ;
- des indicateurs mis en place pour les suivre avec parfois des objectifs fixés ;
- et des résultats de ces indicateurs sur trois ans.

Par ailleurs, conformément à la loi du 27 mars 2017, ENGIE a défini un plan de vigilance pour les risques liés aux Droits Humains au sens large, comprenant aussi les aspects santé-sécurité, achats responsables et environnement. Ce plan de vigilance couvre l'ensemble des activités d'ENGIE et de ses filiales contrôlées dans le monde entier ainsi que celles de ses principaux fournisseurs. Ce plan de vigilance est présenté à la Section 3.9 "Plan de vigilance".

3.3.1 Principaux risques environnementaux

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque A : Sécurité industrielle (Voir Section 2.2.5.1)				
Politique de santé-sécurité d'ENGIE intégrant la sécurité industrielle Politiques de sécurité industrielle spécifiques aux différentes activités mises en œuvre par les filiales du Groupe Plans d'actions mis en œuvre par les filiales intégrant le retour d'expérience dans une logique d'amélioration continue	Suivi au niveau des filiales des incidents et accidents liés à la sécurité industrielle Évaluation du niveau de maîtrise des risques réalisée au travers de référentiels de contrôle interne dédiés (IND 2 & 3)	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles
Risque B : Sûreté nucléaire (Voir Section 2.2.5.4)				
Politique de sûreté nucléaire et radioprotection Supervision indépendante de la sûreté nucléaire Plan global de sûreté nucléaire 2016-2020 Exigences minimales portant sur les systèmes de management des acteurs nucléaires	Suivi des incidents significatifs	Pas d'incident significatif	Pas d'incident significatif	Pas d'incident significatif
Risque C : Cyberattaque des systèmes de contrôle industriels (Voir Section 2.2.6.1)				
Révision de la politique Groupe de sécurité des systèmes de contrôle industriel Référentiel technique de sécurisation Référentiel d'évaluation qualitative du niveau de maturité de la culture cybersécurité des entités	Suivi du taux de sécurisation des sites à sécuriser en priorité (sites critiques et sensibles) Évaluation du niveau de maîtrise du risque réalisée au travers d'un référentiel de contrôle interne dédié (IND 4)	Maintien de la sécurisation des sites existants et sécurisation de nouveaux sites conformément aux objectifs	Maintien de la sécurisation des sites existants et sécurisation de nouveaux sites conformément aux objectifs	Maintien de la sécurisation des sites existants et sécurisation de nouveaux sites conformément aux objectifs
Risque D : Atteinte aux patrimoines par malveillance (Voir Section 2.2.6.5)				
Politique Groupe de protection des personnes et des patrimoines matériels et immatériels Mesures de prévention et de protection mises en œuvre suivant la criticité de la zone d'implantation Comité Groupe de sécurité de l'information	Suivi des menaces qui pèsent sur le Groupe, en particulier terroristes Suivi des dommages aux patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines
Risque E : Contribution au changement climatique (Voir Section 2.2.2)				
Politique environnementale Groupe qui précise : • les enjeux environnementaux du Groupe dont le changement climatique ; • les moyens mis en œuvre par le Groupe pour répondre à ces enjeux et améliorer sa performance ; • les éléments de gouvernance qui contribuent à la mise en œuvre de la politique environnementale du Groupe.	Objectifs à horizon 2030 : • 43 Mt d'émissions de GES (scopes 1 et 3) liées à la production d'énergie, conformes aux engagements SBT	67	68	75
	• 52 Mt d'émissions de GES liées à l'usage des produits vendus, conformes aux engagements SBT	66	62	61
	• 0 Mt d'émissions de GES liées à nos pratiques de travail (après compensation)	0,6	0,5	0,7
	• 58% de capacités électriques renouvelables, conformes aux engagements SBT	34%	31%	28%
Risque F : Impact du changement climatique (Voir Section 2.2.2)				
Politique environnementale Groupe	Objectif à horizon 2030 : • 100% des activités, projets et sites en démantèlement avec un plan environnemental en concertation avec les parties prenantes	37%	21%	nd

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque G : Biodiversité				
Politique Biodiversité Groupe qui s'attache à : • éviter les impacts directs ou indirects de ses activités et de celles de sa chaîne de valeur sur la biodiversité ; • à défaut à les réduire ; • voire à les compenser en dernier ressort.	Objectif à horizon 2030 : • 100% des activités industrielles avec un plan de gestion écologique des sites	28%	0%	nd
Risque H : Stress hydrique				
Politique Eau Groupe qui porte une attention particulière à la gestion de l'eau utilisée dans la production d'énergie et aux procédés de retraitement des eaux usées	Objectif à horizon 2030 : • Réduction de 35% de la consommation d'eau des activités industrielles par rapport à 2019	+1,8%	-19%	0%
Risque I : Gestion des déchets				
Politique économie circulaire Groupe qui vise à ce que chaque site ou activité travaille à la valorisation et/ou au recyclage de ses déchets	% de déchets non dangereux valorisés	84%	76%	68%
	% de déchets dangereux valorisés	15%	30%	31%
Risques J et K : Pollution atmosphérique et pollution du milieu environnant				
Politique environnementale Groupe	NOx (t)	49 819	49 022	52 799
	SO_2 (t)	106 028	119 584	124 276
	Poussières (t)	5 820	6 312	4 662
	Mercure (kg)	198	305	312

3.3.2 Principaux risques sociétaux

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque L : Acceptation sociétale				
Politique sociétale Groupe qui précise : • les enjeux sociétaux pour le Groupe ; • les moyens mis en œuvre pour y répondre ; • les éléments de gouvernance qui contribuent à sa mise en œuvre.	Objectif à horizon 2030 : • 100% de ses activités, projets et sites en démantèlement avec un plan environnemental en concertation avec les parties prenantes	37%	21%	nd
	Nombre de sessions de formation à l'outil *"stakeholder engagement"* qui est un référentiel d'autoévaluation basé sur la norme AA1000 – gestion des parties prenantes, produite par l'ONG *Accountability*	14	6	9
Risque M : Gestion des grands projets (voir Section 2.2.6.2)				
Procédure d'investissement des projets passant en Comité d'Investissement Groupe qui prévoit une analyse de risques et une matrice d'auto – évaluation de 9 critères RSE établis sur la base des éléments issus des EIA *(Environmental Impact Assessment)* et des ESIA *(Environmental Social Impact Assessment)*	Analyse de risques Matrice de 9 critères RSE			Pas d'indicateur

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque N : Réputation				
Protection de la marque	Taux de satisfaction NPS des clients B2C (*Net promoter Score compris entre -100 et + 100*) basé sur la différence entre les promoteurs (répondants donnant une note de 9 ou 10) et les détracteurs (répondants donnant une note de 0 à 6)			
	France (13 288 000 contrats en 2021)	+19	+19	+4
	Belgique (4 182 000 contrats en 2021)	+2	-1	-9
	Italie (840 000 contrats en 2021)	+29	+19	nd
	Roumanie (2 765 000 contrats en 2021)	+49	+50	+38
	Australie (735 000 contrats en 2021)	+5	nd	nd
	Objectif à horizon 2030 : • 45 Mt CO_2 évitées chez nos clients par les offres et services d'ENGIE	28	21	nd
Politique environnementale	Nombre de plaintes et de condamnations environnementales	13 plaintes et 2 condamnations	6 plaintes et 2 condamnations	10 plaintes et 1 condamnation
Charte éthique Code de conduite de la relation commerciale Code de conduite de la relation avec les fournisseurs	Dysfonctionnements éthiques suivis à travers l'outil de *reporting* éthique *My Ethics Incident* (partie du système de remontée managériale)	277 incidents avérés ou non	283 incidents avérés ou non	282 incidents avérés ou non
Charte Achats Groupe qui précise les exigences et les engagements d'ENGIE dans sa relation avec les fournisseurs	Objectifs à horizon 2030 : • 100% des fournisseurs préférentiels (hors achats d'énergies) certifiés ou alignés SBT	20%	15%	nd
	• Indice de 100 sur les achats responsables (hors énergie) : évaluation RSE et achats inclusifs	40	25	nd
Promotion d'un accès à l'énergie pour des populations éloignées des réseaux, notamment en Afrique	Objectif à horizon 2030 : • 30 millions de bénéficiaires avec un accès à une énergie abordable, fiable et propre depuis 2018 (hors fonds à impact Rassembleurs d'Énergies)	7 M	6 M	4 M
Plan de vigilance (voir Section 3.9)				

3.3.3 Principaux risques sociaux

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque O : Compétences				
Politique de développement et de mobilité Groupe qui s'articule autour : • d'ENGIE *Skills* qui a pour objectif de gérer de façon anticipée les compétences afin de préparer l'avenir ; • d'ENGIE *Mobility* qui favorise les mobilités internes ; • et s'appuie sur ENGIE *University*.	Objectif à horizon 2030 : • 100% de salariés formés dans l'année	82%	70%	69%
	Suivi du nombre d'embauches (CDI et CDD)	33 806	29 481	37 182
	Suivi du taux de *turnover* volontaire	7,4%	5,4%	7,1%
Politique d'innovation Groupe qui s'appuie sur : • l'entité ENGIE Fab pour mettre en œuvre de nouveaux business ; • le fonds d'investissement ENGIE *New Ventures* pour accompagner des *start-ups*. Politique de recherche & technologies Groupe qui s'appuie sur l'entité ENGIE *Research* qui regroupe plusieurs Labs et des centres d'expertise et d'ingénierie	Dépenses de R&D	138 M€	190 M€	189 M€
Risque P : Adhésion				
Leadership Way qui définit quatre comportements clés – la bienveillance, l'exigence, l'ouverture, l'audace – qui permettent de répondre à cinq objectifs : préparer le futur – développer et responsabiliser – agir et faire bouger les lignes – délivrer la performance – adopter une posture inspirante au quotidien	Taux d'engagement des salariés à travers l'enquête annuelle mondiale "ENGIE&Me"	83%	83%	80%
Lieux de concertation privilégiés entre la Direction et les représentants du personnel : Comité d'Entreprise européen et Comité Groupe France	Ces instances assurent le suivi et la signature d'accords collectifs Groupe	Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale signé en janvier 2022	Pas de nouvel accord	Pas de nouvel accord
Risque Q : Diversité				
Politique de diversité du Groupe Label diversité	Taux de femmes dans les effectifs	21,8%	21,4%	20,8%
	Objectif à horizon 2030 : • 50% de femmes managers	24,6%	24,1%	23,5%
Emploi des jeunes	Objectif à horizon 2030 : • 10% d'apprentis dans les effectifs en Europe	4,6%	4,3%	3,9%
Risque R : Inéquité				
Politique d'égalité professionnelle	Objectif à horizon 2030 : • Indice d'équité femmes/hommes de 100			
	France	89	87	72
	Reste du monde	82	80	72

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque S : Santé et sécurité au travail				
Politique Groupe santé-sécurité qui fixe les principes fondamentaux à mettre en œuvre par l'ensemble des entités d'ENGIE de façon à respecter l'intégrité des personnes et des biens. Elle constitue pour chacun une référence pour que la santé et la sécurité soient intégrées dans toutes les activités du Groupe	Objectif à horizon 2030 : • Taux de fréquence total des accidents avec arrêt des salariés et sous-traitants sur sites à accès contrôlé ≤ 2,3	2,9 pour un objectif 2021 inférieur ou égal à 3,1	2,7 pour un objectif 2020 inférieur ou égal à 3,3	3,3
Plan d'action santé-sécurité 2021-2025 articulé en trois programmes *"no life at risk", "no mind at risk", "no asset at risk"*. Accord européen sur l'amélioration de la qualité de vie au travail	Objectif à horizon 2030 : • Taux de prévention [1] ≥ 0,75 Suivi des résultats santé-sécurité par le Comex, le CEEDD et le Conseil d'Administration	0,58 pour une valeur minimale de 0,50	0,59 pour une valeur minimale de 0,42	0,42
Campagne de communication annuelle	Déploiement au travers de la filière santé-sécurité	Communication focalisée sur la prévention de la Covid-19	Campagnes de communication sur la Covid-19 et sur le maintien de la vigilance en santé-sécurité	Campagne de communication sur l'analyse de risques de dernière minute
Risque T : Sûreté dans les déplacements				
Règles sûreté pour les déplacements internationaux Accès des salariés au portail médical et sanitaire d'international ISOS Accès des salariés aux analyses et rapports du site Control Risks Group sur les risques pays et au *e-learning* sur la sûreté des personnes voyageant à l'étranger	Renforcement des dispositifs de détection des événements Dispositif *Travel tracker* permettant de suivre les personnes voyageant dans des zones à risque Système d'alerte à l'attention des personnels sédentaires qui vient compléter le dispositif d'alerte des personnels en mobilité internationale	Pas d'événement significatif	Pas d'événement significatif	Pas d'événement significatif

(1) Le taux de prévention est le rapport entre le nombre d'événements et situations à fort potentiel de gravité (HiPo), et la somme du nombre d'HiPo et d'accidents du travail avec arrêt, incluant les accidents mortels du travail, pour les salariés du Groupe et ses sous-traitants sur les sites à accès contrôlés

3.3.4 Principaux risques de gouvernance

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque U : Corruption				
Politique anti-corruption basée sur : • la Charte éthique ; • le guide pratique de l'éthique ; • le référentiel intégrité ; • le référentiel conformité éthique ; • des politiques spécifiques : Évaluations des tiers, consultants commerciaux, cadeaux, invitations, conflits d'intérêts, lobbying notamment et de la relation avec les fournisseurs ; • la clause éthique et RSE dans les conditions générales de ventes.	Dispositif de signalement et *reporting* des incidents éthiques Dispositif de contrôle Procédure de conformité annuelle via un système de *reporting* spécifique Programme de contrôle interne INCOME COR4 Audits internes et externes dont l'audit de certification ISO 37001 reçue en 2018, confirmée en 2019 et 2020 et renouvelée en 2021 Publication annuelle de la Communication sur les progrès du Principe 10 de l'ONU	277 incidents avérés ou non avérés déclarés dans My Ethics Incident dont 25 cas d'allégations de corruption	283 incidents avérés ou non avérés déclarés dans My Ethics Incident dont 20 cas d'allégations de corruption	282 incidents avérés ou non avérés déclarés dans INFORM'ethics dont 9 cas d'allégations de corruption
	Système de lanceur d'alerte : ethics@ENGIE.com	187 incidents dont 51 concernant l'éthique des affaires	201 incidents dont 20 concernant l'éthique des affaires	183 incidents dont 17 concernant l'éthique des affaires
	Le Groupe s'est engagé à former ses cadres dirigeants, engagement élargi pour 2019 aux cadres managers (GMR), à la lutte contre la corruption en 2025	96% des GMR	86% des GMR	91% des cadres dirigeants et 86% des cadres managers
	Objectif à horizon 2030 : • 100% du personnel le plus exposé au risque de corruption formé	51%	21%	25%
Risque V : Fiscal				
Politique fiscale définit les règles et principes de paiement des impôts dans les pays où le Groupe opère	*Reporting* fiscal pays par pays Adhésion aux principes de l'initiative BTeam des Nations Unies	Voir site internet	Voir site internet	Voir site internet
Risque W : Atteinte aux droits humains				
Référentiel et politique droits humains Plan de vigilance Politique de *due diligence* éthique (fournisseurs, sous-traitants et partenaires commerciaux)	*Check-list* sur les risques d'atteintes aux droits humains (revue des risques annuels de violation des droits humains, voir Sections 2.2.7 et 3.8.2) Rapport de conformité éthique annuel (indicateurs quantitatifs et qualitatifs, voir Section 3.8.6) Dispositif de signalement et *reporting* des incidents éthiques (voir Section 3.8.4) Suivi du plan de vigilance du Groupe (voir Section 3.9.3)	277 incidents dans My Ethics Incident (allégués ou non avérés) dont 26 allégations relatives aux droits humains et droit de l'environnement (hors allégations liées aux faits d'ordre de harcèlement sexuel et de harcèlement moral)	283 incidents dans My Ethics Incident (allégués ou non avérés) dont 6 allégations relatives aux droits humains et droit de l'environnement (hors allégations liées aux faits d'ordre de harcèlement sexuel et de harcèlement moral)	282 incidents (avérés ou non avérés) déclarés dans INFORM'ethics dont 0 cas portant sur les droits humains

3.4 Informations sociales

La stratégie Ressources Humaines (RH) d'ENGIE appuie et contribue à la stratégie du Groupe. À l'écoute de ses parties prenantes, la fonction RH a pour rôle de concilier en permanence performance économique, progrès humain et contributions sociétales. C'est une responsabilité nécessaire et complexe qui appelle une fonction RH forte et agile.

En mai 2021, le Groupe a présenté sa feuille de route stratégique. La nouvelle organisation mise en place le 1er juillet 2021 combine les dimensions métiers et géographiques. Cette nouvelle organisation a été également marquée par la création d'EQUANS, une entité structurée en véritable *leader* mondial des services et des activités d'installations et maintenance multi-techniques.

Dans cette perspective, la filière RH agit en véritable appui au *business*, efficace et performant et accompagne l'évolution de l'organisation. La filière doit être capable d'apporter des réponses concrètes sur trois objectifs stratégiques : attirer et fidéliser tous les talents en développant les compétences, faire évoluer le *leadership* et diffuser la culture ENGIE. La réussite d'ENGIE s'appuie sur les femmes et les hommes qui composent le Groupe et qui représentent son premier levier de performance.

Pour soutenir cette nouvelle organisation, ENGIE a déployé un programme spécifique d'accompagnement au changement baptisé "*ENGIE WOW*" (*Ways Of Working*), en complément du *Leadership Way*. Ce dernier est décliné en cinq principes : COLLABORATE, PRIORITIZE, ENGAGE, COMMIT TO DELIVER, FOCUS ON BUSINESS qui visent à :

- permettre à tous les collaborateurs de comprendre le sens et les conséquences pratiques de la nouvelle organisation ;
- déployer le raisonnement et la compréhension de la nouvelle structure et de l'organisation matricielle ;
- renforcer la coordination des initiatives et des activités entre les différentes entités du Groupe en mutualisant les ressources ;
- traduire des principes génériques en actions et comportements pratiques pour atteindre les impératifs de performance.

Enfin, le Groupe a maintenu ses engagements sociaux tels que définis : 50% de femmes dans le management d'ici 2030, égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes, insertion professionnelle avec un objectif de 10% d'alternants en 2021 en France et en 2030 en Europe, 100% de personnel formé chaque année d'ici à 2030. La pandémie a donné lieu à l'accélération du Programme mondial de protection sociale *ENGIE Care* (voir Section 3.4.5.2). Ce programme protège les salariés face aux aléas de la vie et ce partout dans le monde. Il contribue à l'attractivité du Groupe, à la rétention des collaborateurs et au renforcement de la politique RSE d'ENGIE. La filière RH doit poursuivre son action pour accompagner ses collaborateurs et le *business*. Elle partage et adapte les pratiques mises en place au sein de ses territoires, pour garantir la sécurité et la santé des collaborateurs, leur bien-être au travail et assurer leur développement.

3.4.1 Données sociales

3.4.1.1 Effectif

Présent dans plus d'une soixantaine de pays en 2021, ENGIE compte 171 474 salariés. L'effectif a diminué de 1 229 salariés soit -0,7% par rapport à 2020. Cette évolution s'explique par la cession d'entités répondant à la nouvelle stratégie de développement.

GRI 102-7 /405-1	France	Europe, hors France	Amérique latine	USA & Canada	Moyen Orient, Asie et Afrique	2021	2020	2019
Renouvelables	2 752	258	1 282	221	369	4 882	4 878	4 550
Infrastructures	17 415	3 061	797	1 269	-	22 542	19 624	19 496
Solutions clients	45 897	48 929	9 925	3 911	8839	117 501	117 291	117 723
Energy Solutions	19 744	15 544	2 278	2 103	7 862	47 531	47 716	47 651
EQUANS	26 153	33 385	7 647	1 808	977	69 970	69 575	70 072
Fourniture d'Énergie	7 109	3 707	53	-	1 960	12 829	16 495	15 521
Production Thermique	175	1 205	1442	3	1 437	4 262	2 819	3 129
Nucléaire	-	2 135	-	-	-	2 135	2 190	2 160
Autres	4 368	2 059	-	768	128	7 323	9 406	8 524
TOTAL	**77 716**	**61 354**	**13 499**	**6 172**	**12 733**	**171 474**	**172 703**	**171 103**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

GRI 102-7 / 405-1	2021 Renouvelables	Infrastructures	Solutions clients *Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	%	2020 Groupe	2019 Groupe
Cadres	**2 536**	**5 727**	**12 563**	**15 178**	**2 659**	**1 410**	**503**	**5 243**	**45 819**	**26,7%**	**45 280**	**42 963**
Hommes	1 802	3 869	9 659	12 753	1 615	1 177	407	3 260	34 542	75,3%	34 361	32 856
Femmes	734	1 858	2 904	2 425	1 044	233	96	1 983	11 277	24,6%	10 919	10 106
Non cadres	**2 346**	**16 815**	**34 968**	**54 792**	**10 170**	**2 852**	**1 632**	**2 080**	**125 655**	**73,2%**	**127 423**	**128 141**
Hommes	1 798	12 478	28 599	45 417	6 529	2 559	1 429	818	99 627	79,2%	101 281	102 527
Femmes	548	4 338	6 369	9 375	3 641	293	203	1 262	26 029	20,7%	26 142	25 614
TOTAL	**4 882**	**22 542**	**47 531**	**69 970**	**12 829**	**4 262**	**2 135**	**7 323**	**171 474**	**100%**	**172 703**	**171 103**
Hommes	3 600	16 347	38 258	58 170	8 144	3 736	1 836	4 078	134 169	78,2%	135 642	135 383
Femmes	1 282	6 195	9 273	11 800	4 685	526	299	3 245	37 305	21,7%	37 061	35 720
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

Au 31 décembre 2021, l'effectif se compose de 45 819 cadres soit 26,7% et 125 655 non-cadres soit 73,2%. La proportion des cadres, en légère hausse, passe de 26,2% à 26,7%. La part des effectifs féminins progresse de 21,5% à 21,7% et représente 24,6% des cadres (voir Section 3.4.4.1).

3.4.1.2 Nature des contrats et évolution

À fin décembre 2021, 154 364 personnes disposent d'un contrat à durée indéterminée (CDI) soit 90% de l'effectif. 10 783 personnes sont sous contrat à durée déterminée (CDD) essentiellement identifiées en Amérique latine, en Asie et au Royaume-Uni.

Par ailleurs, avec 6 327 jeunes en alternance (5 961 en 2020), ENGIE réaffirme son engagement en faveur de l'intégration des jeunes. L'apprentissage permet d'associer la pratique aux enseignements théoriques dispensés dans leurs centres de formation. Il est également un vecteur de recrutement important (voir Section 3.4.3.1.2).

GRI 102 -8	2021 Renouvelables	Infrastructures	Solutions clients *Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	2020 Groupe	2019 Groupe
CDI	91,1%	93,9%	90,3%	87.9%	86,7%	96,8%	99,9%	93,8%	90,0%	90,4%	90,3%
CDD	4,4%	1,0%	6,3%	8,4%	9,1%	2,7%	0,0%	1,4%	6,2%	6,1%	6,5%
Contrat d'Alternance	4,4%	5.0%	3,3%	3,5%	4,1%	0,4%	0,0%	4,7%	3,6%	3,5%	3,2%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.1.3 Effectif par tranches d'âges

L'âge moyen des CDI est de 43 ans. Il est stable par rapport à 2020.

GRI 405-1	2021 Renouvelables	Infrastructures	Solutions clients *Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	2020 Groupe	2019 Groupe
< à 25 ans	2,0%	2,3%	3,3%	4,2%	3,9%	1,1%	1,1%	1,0%	3,3%	3,4%	3,7%
25 à 34 ans	26,4%	22,9%	24,1%	21,4%	23,6%	20,8%	16,2%	19,0%	22,5%	23,0%	23,4%
35 à 44 ans	38,7%	31,2%	28,7%	25,8%	34,5%	32,9%	33,1%	32,9%	28,9%	28,8%	28,6%
45 à 54 ans	22,6%	30,1%	25,9%	26,1%	26,4%	28,8%	22,5%	31,1%	26,8%	27,3%	27,4%
> à 55 ans	10,1%	13,3%	17,8%	22,2%	11,4%	16,2%	26,9%	15,7%	18,2%	17,5%	16,7%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.2 Le développement des Talents

3.4.2.1 La politique Talents

Le développement des Talents du Groupe est piloté par la Direction des Talents au sein de la Direction des Ressources Humaines Groupe. La direction des Talents contribue à la performance d'ENGIE grâce au développement de son capital humain. Elle anticipe les besoins de compétences et d'expertises. Elle accompagne le développement des *leaders* et experts dans leurs responsabilités actuelles et identifie les potentiels successeurs pour les préparer au mieux aux enjeux de demain. Pour mener cette mission, la Direction des Talents développe :

- une approche b*ottom up* de détection des hauts potentiels, depuis les entités vers les instances dirigeantes du Groupe ;
- des trajectoires professionnelles personnalisées qui intègrent les aspirations des collaborateurs et s'appuient sur la diversité des métiers et des zones géographiques du Groupe ;
- des outils de développement et des parcours spécifiques proposés dans la durée.

ENGIE a développé ces dernières années une politique Talents ambitieuse. Elle vise à développer les connaissances, renforcer la fidélité et préparer le futur. La crise sanitaire a impacté les façons de travailler, le rapport au travail ainsi que les leviers de motivation et d'engagement. Pour y faire face, ENGIE mise sur la qualité de l'"expérience talents" que vit le collaborateur, et ce, dès le recrutement. La politique d'attraction des futurs talents s'appuie sur une marque porteuse de sens, qui reflète les valeurs du Groupe. Elle s'accompagne d'une ambition forte en matière d'apprentissage et de relations avec de grands partenaires académiques. La valorisation de nos métiers techniques par nos collaborateurs ambassadeurs est par ailleurs un atout majeur pour attirer les talents.

Pour les fidéliser, ENGIE mise sur sa politique de développement. Elle offre aux collaborateurs des parcours professionnels variés au sein de ses principaux métiers. Cette Direction pilote depuis 2016 la mesure de l'engagement de l'ensemble des collaborateurs à travers l'enquête *ENGIE&Me* (voir Section 3.4.3.2.1). *ENGIE&Me* mène chaque année à des plans d'actions définis et déclinés à tous les niveaux de l'entreprise.

3.4.2.1.1 ENGIE Boost

ENGIE Boost est un dispositif qui permet d'identifier, de développer et de fidéliser les talents à Haut Potentiel à tous les niveaux de l'organisation, afin de les préparer à occuper les rôles stratégiques du Groupe. Il se compose de deux programmes, *Rise!* et *Pulse!*. Sur une durée de 24 mois, ils préparent les *leaders* susceptibles de prendre rapidement des responsabilités stratégiques au sein d'ENGIE. Un troisième programme, *Up!*, bénéficie aux talents à Haut Potentiel locaux. L'intégration dans les programmes *Rise!* ou *Pulse!* est pilotée par les équipes de la Direction des Talents. Elles garantissent une démarche cohérente et pertinente à travers des *People Reviews* avec les GBU et les fonctions support. En 2021,le programme *Pulse!* regroupe au total 264 Talents et le programme *Rise!* 179 Talents. L'intégration dans les programmes *Up!* est quant à elle pilotée localement, à travers les *People Reviews* des GBU. 1 541 talents ont ainsi intégré les programmes *Up!* des GBU. Cette initiative n'a pas vocation à récompenser la performance ou à être un outil de reconnaissance. C'est une opportunité offerte aux collaborateurs de développer leur potentiel et d'être dans les meilleures conditions pour une évolution future vers un poste clé. C'est aussi l'opportunité de créer une communauté active et diverse, de *leaders* engagés capables de mobiliser leurs équipes au service de la stratégie du Groupe.

3.4.2.1.2 Les communautés

ENGIE favorise et développe également la mise en place de communautés qui valorisent l'expérience salarié.

La Communau'Tech

La Communau'Tech est une communauté d'Ambassadeurs et d'Ambassadrices, Techniciens et Techniciennes dont la mission est de faire la promotion de la filière technique, en interne et à l'externe. Ce dispositif valorise nos techniciens et techniciennes, les fidélise et diffuse une image attractive de nos métiers en tension. La Communau'Tech participe aux Rencontres Métiers, Forums Emplois et salons organisés par le Groupe afin d'expliquer les métiers et promouvoir la filière technique. Elle apporte sa contribution à des réflexions Groupe, participe à des reportages ou témoignages, des webinaires ou encore des expérimentations. Les Ambassadeurs, Ambassadrices, Techniciens et Techniciennes interviennent auprès des établissements scolaires. Ils sensibilisent les jeunes aux enjeux environnementaux et climatiques et à l'importance de nos métiers dans la transition vers la neutralité carbone. Enfin, ils participent au recrutement des jeunes de l'Académie des Métiers de la Transition Énergétique et Climatique, le Centre de Formation d'Apprentis (CFA) d'ENGIE. Ils expliquent leurs métiers pour susciter des vocations. L'objectif est de constituer une communauté de 500 Ambassadeurs, Ambassadrices, Techniciens et Techniciennes à la maille européenne d'ici fin 2022. La Communau'Tech en compte aujourd'hui 400 (300 en France et 100 dans les filiales européennes) dont 20 femmes.

Les Experts

En 2020, ENGIE a mis en place le programme ExpAND. Il vise à identifier et reconnaitre les experts du Groupe. Il développe des communautés d'expertise et fait des ExpANDers des ambassadeurs ENGIE en interne et en externe. C'est aussi un programme de développement basé sur la cooptation. Il permet aux experts de développer leurs "*soft skills*" tels que le *leadership* et la communication. Toutes les expertises sont alignées avec la stratégie du Groupe, qu'elles soient techniques, technologiques ou fonctionnelles. Trois niveaux d'experts ont été établis – Global, Key et Local – en fonction de leur périmètre d'impact et de leur exposition. À l'issue des deux premières campagnes, 787 ExpANDers ont été identifiés : 58 *Global,* 457 *Key* et 272 *Local.*

3.4.2.2 Les politiques de développement des ressources humaines

Le Groupe offre à ses collaborateurs des opportunités de parcours de carrière variés grâce à des programmes de développement des compétences continus. Cela permet de développer l'employabilité en adaptant les compétences aux évolutions des métiers et des technologies. La transition vers la neutralité carbone et les accélérations technologiques dues à la digitalisation et à l'intelligence artificielle transforment les métiers des collaborateurs et créent des pénuries de personnel qualifié dans les nombreuses activités classiques ou émergentes du Groupe. Pour y faire face, ENGIE conduit une stratégie sociale de montée en compétences et de mobilité de ses collaborateurs selon trois axes : une gestion anticipée des compétences pour préparer l'avenir, une mobilité interne renforcée au service de la transformation de l'entreprise et de ses quatre grands métiers et enfin des objectifs de formation professionnelle pour tous les collaborateurs. Elles sont conduites avec la volonté de favoriser l'enrichissement des tâches, le renouvellement des expériences, la prise en compte des initiatives des collaborateurs et leur responsabilisation qui favorisent leur engagement, leur épanouissement et leur employabilité, au service de la pérennité des activités du Groupe.

3.4.2.2.1 ENGIE Skills, le dispositif de gestion anticipée des emplois et des compétences

Les compétences sont pilotées à travers un processus de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences nommé *ENGIE Skills*. En lien avec les prévisions industrielles et financières, il permet d'obtenir une cartographie à trois ans des compétences quantitatives et qualitatives dont chaque entité du Groupe doit se doter. Cette vision s'organise autour du référentiel ENGIE Jobs qui recense 200 métiers repères permettant :

- une meilleure connaissance de la répartition de nos ressources dans les métiers, filières, GBU, *Hubs* régionaux, pays, entités ;
- une amélioration de la performance RH et du pilotage des compétences par les GBU, *Hubs* régionaux, filières, entités.

Ces données sont consolidées au niveau du Groupe. Elles permettent de construire une vision globale sur les évolutions des métiers et compétences. Des plans d'accompagnement, de développement et de mobilité des collaborateurs y sont associés.

Dans un contexte de transformation stratégique et de digitalisation des processus, l'évolution des compétences se traduit à trois niveaux :

- des compétences techniques à renforcer pour devenir le leader de la transition énergétique en mettant l'accent sur l'excellence opérationnelle et le savoir-faire industriel ;
- des compétences digitales à développer pour proposer de nouveaux services ;
- des adaptations organisationnelles et managériales nécessitant un fort accompagnement.

3.4.2.2.2 ENGIE Mobility

Les pratiques de mobilité sont fortement encouragées et valorisées au sein d'ENGIE. La fluidité des ressources et la capacité des salariés à évoluer sont des gages de maintien de leur employabilité. Ils sont également une condition nécessaire à la transformation et à l'agilité du Groupe. Plus de 6 170 mobilités et mutations ont été réalisées en 2021. Plus de 90% des postes clés de la nouvelle organisation ont été pourvus en interne.

ENGIE Mobility est un dispositif dédié à l'accompagnement des mobilités professionnelles. Depuis sa création en 2017, ENGIE Mobility a accompagné individuellement près de 1 500 collaborateurs dans leur projet professionnel. Ce dispositif est également sollicité pour accompagner les organisations sur leur problématique emploi. Il apporte son expertise et son offre de services adaptée aux évolutions projetées. En 2021, ENGIE Mobility est intervenu en appui de projets de transformation majeurs.

En France, un espace digital "*Mymobility*" dédié à la construction du projet professionnel est ouvert à tous les collaborateurs. Une trentaine de rencontres métiers, forum emploi et événements distanciels ont été organisés. Enfin, un réseau de "Comités Emploi Mobilité Territoire" est animé mensuellement. Ces Comités, répartis sur le périmètre national en cinq Territoires (Île-de-France ; Ouest ; Sud-Ouest ; Centre Est et Sud Est ; Nord Est) visent à promouvoir l'emploi interne local.

3.4.2.2.3 *Skill'Lib*

Le développement et l'acquisition de compétences sont au cœur des enjeux de compétitivité et de performance de l'entreprise.

Au-delà de la formation qui reste le levier privilégié d'apprentissage, ENGIE a mis en place un dispositif efficace, innovant, gagnant-gagnant pour les collaborateurs et pour les managers, *Skill'Lib*. Il s'agit d'une *marketplace* de compétences qui permet de favoriser l'apprentissage par l'expérience pour les collaborateurs. Il permet en même temps aux managers d'avoir accès rapidement à des compétences pertinentes répondant à leurs besoins business.

Ce dispositif a été reconnu et récompensé en novembre 2021 avec la remise du Trophée de l'Innovation RH des Victoires des Leaders du Capital Humain.

3.4.2.2.4 La formation

Le développement des compétences et le maintien de l'employabilité sont des axes cruciaux pour la compétitivité et la performance de l'entreprise ainsi que pour sa capacité à déployer la stratégie du Groupe. En février 2020, ENGIE a défini un objectif extra-financier visant à former chaque année 100% des collaborateurs à horizon 2030. Pour cela, ENGIE privilégie une approche du développement des compétences en multipliant les opportunités d'apprentissage et en diversifiant ses modalités de formation. L'usage amplifié du digital permet de personnaliser les parcours de formation.

3.4.2.2.5 ENGIE Schools

ENGIE Schools agit depuis 2019 comme un *booster* de la montée en compétences des collaborateurs à profils techniques. Cela représente 70% des effectifs et plus de 100 000 salariés dans le monde. En misant sur la formation entre pairs, ENGIE Schools s'affirme comme le réseau interne international des écoles métier du Groupe. Il regroupe 32 centres de formation internes, avec une offre de formations techniques sur mesure et adaptée aux exigences de nos métiers. Il impulse une dynamique de projets transverses sur les sujets de la transition énergétique. Il agit comme un catalyseur pour mettre en place des projets de sensibilisation et de formations mutualisés Groupe, capitalisant sur l'expérience, les compétences internes et sur la coopération inter-entités. Un parcours inter-entités sur la compétence "Prévenir le risque électrique basse tension" et l'habilitation correspondante est né de cette dynamique en 2019. Grâce à un portail numérique dédié, toutes les ressources des formations techniques sont partagées entre les entités du Groupe. En 2021, ENGIE Schools s'adapte pour soutenir la nouvelle organisation. Il s'appuie sur le réseau des écoles existantes et développe des formations spécifiques et des écoles par GBU.

3.4.2.2.6 ENGIE University

En 2021, ENGIE University a accéléré le déploiement des programmes permettant à chaque collaborateur de s'approprier la stratégie du Groupe. Ces programmes portent sur les enjeux liés à la neutralité carbone, à l'orientation client et sur l'agilité organisationnelle des managers et des dirigeants. Pour répondre aux ambitions de diversité du Groupe, l'Université a lancé pour l'ensemble des managers un programme sur le *Leadership* Inclusif. Cette année a été fortement marquée par l'hybridité des modes de travail. Les conséquences sur les enjeux de formation ont été importantes tant sur le contenu que sur le format des formations. Les programmes ont été développés sur le management hybride, le *leadership* en période d'incertitude, sur les nouveaux *business models* et sur les facteurs de compétitivité.

Depuis 2016, l'Université multiplie les opportunités d'apprentissage en déployant de nouvelles modalités. Par exemple, entre 2016 et 2021, le nombre d'heures de formation en digital a été multiplié par quatre. Dans ce contexte, et afin de répondre aux enjeux de formation, l'Université a organisé, en mars 2021, le *Learning Festival*. Conçu et réalisé en format 100% digital, il a permis de proposer une semaine de formation à l'ensemble des collaborateurs du Groupe. Cet événement est un levier fort de la culture d'ENGIE, d'engagement et d'appartenance à l'entreprise ainsi que d'appropriation de la stratégie. Il s'agissait de développer les compétences clés, un besoin qui se conjugue avec la crise et qui nécessitait de réajuster nos savoir-faire. Il répondait également au besoin de changer la perception sur la formation virtuelle. Le *Learning Festival* a rassemblé plus de 3 000 collaborateurs de 40 nationalités, représentant toutes les entités du Groupe autour de 100 programmes différents. Il a mobilisé 50 intervenants

internes et 40 enseignants externes. Chaque jour, plus de 1 000 collaborateurs participaient à l'un des programmes.

La transformation du Groupe impliquant aussi une évolution des métiers, ENGIE University développe des programmes pour permettre aux collaborateurs de monter en compétence sur la transition énergétique. 2021 a connu le lancement de la *Sustainability Academy*, moteur d'engagement des collaborateurs et de développement des compétences. Cette Académie propose des parcours permettant l'appropriation de la mission du Groupe. Elle permet la professionnalisation des métiers, des compétences techniques et de *leadership* nécessaires au déploiement de la stratégie. Elle met en valeur l'expertise et l'engagement du Groupe sur la prise en compte des enjeux de durabilité dans ses métiers. Elle est ouverte à l'entreprise et à son écosystème.

La mise en place de tous ces dispositifs a permis à ENGIE de former 81,9% de ses salariés en 2021.

Taux de collaborateurs formés

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 404-2	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Taux de femmes formées	86,6%	80,0%	74,9%	82,3%	88,9%	89,3%	101,5%	77,7%	80,9%	69,2%	62,0%
Taux d'hommes formés	100,3%	86,0%	79,9%	81,6%	79,8%	88,7%	100,4%	71,0%	82,1%	70,3%	71,1%
Taux de collaborateurs formés	**96,7%**	**84,4%**	**78,9%**	**81,7%**	**83,0%**	**88,8%**	**100,5%**	**73,8%**	**81,9%**	**70,1%**	**69,2%**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*98,7%*	*97,4%*

Heures de formation

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 404-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Nb total d'heures de formation	156 354	794 924	731 757	1 214 884	216 378	104 060	143 951	106 599	3 468 907	2 963 242	3 271 154
Nb d'heures moyen par personne formée	**34**	**43**	**20**	**22**	**21**	**28**	**68**	**19**	**25**	**26**	**28**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*98,7%*	*97,4%*

Répartition des heures de formation par thème

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 404-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Techniques des métiers	24,8%	45,5%	35,4%	31,7%	37,9%	38,3%	75,2%	32,1%	38,1%	35.9%	38.9%
Qualité, sécurité, environnement,	49,6%	17,3%	49,1%	50,5%	20,8%	46,7%	19,6%	7,0%	37,9%	33.7%	32.6%
Langues	4,0%	1,2%	1,8%	0,9%	3,5%	1,2%	0,2%	12,7%	1,8%	3%	2%
Management, dvpt personnel	12,4%	30,5%	9,0%	11,8%	13,0%	10,3%	0,3%	31,6%	15,6%	13.1%	15%
Autres	9,2%	4,5%	4,8%	5,1%	3,6%	3,6%	4,7%	16,5%	6,6%	14.2%	11.4%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*98,7%*	*97,4%*

3.4.3 Recrutement et fidélisation

3.4.3.1 Recrutement et marque employeur

L'enjeu principal du Groupe est de développer une marque employeur attractive en cohérence avec ses implantations et ses besoins de recrutement. En 2021, la marque employeur a ainsi permis de maintenir ou d'améliorer la place d'ENGIE dans les classements.

- En 2021 ENGIE comptabilise plus de 675 000 abonnés sur LinkedIn. ENGIE passe ainsi de la 7e à la 5e place des "*Top Companies*" de LinkedIn ;
- Le Groupe figure 2e entreprise du CAC 40 la plus engagée en termes de RSE en France dans le nouvel index RSE publié par Universum en décembre 2021 ;
- ENGIE se classe 15e entreprise préférée des étudiants des écoles d'ingénieurs en France (contre 17e en 2020). Le Groupe progresse de 10 places dans le classement Universum des étudiants des écoles de commerce (60e place, contre 70e place l'an passé).

La stratégie de recrutement des talents est alignée avec la raison d'être d'ENGIE et la transition vers une économie neutre en carbone. Elle fait face à un marché de l'emploi hautement concurrentiel, des métiers en mutation, des attentes des candidats en évolution permanente. Cette stratégie est différenciante. Elle privilégie une approche qui place le candidat au centre du processus de recrutement au service des métiers et du business. La politique *Talent Acquisation*, initiée en 2020 autour de cinq grands principes est le fer de lance de cette stratégie. ENGIE a ainsi fait évoluer ses méthodes, a renforcé la professionnalisation de ses équipes RH et cultivé son agilité. Le Groupe a développé des partenariats stratégiques avec LinkedIn, Indeed, Glassdoor et Pôle Emploi en France. Ainsi la filière RH identifie, accompagne et développe des compétences et ressources nécessaires au Groupe. Elle anticipe et répond aux enjeux d'aujourd'hui et de demain. ENGIE a engagé une politique active de développement de sa marque employeur pour attirer les meilleurs talents et déployer sa stratégie. Des actions de communications multiples sont menées sur les réseaux et les sites de recrutements pour faire connaître les métiers d'ENGIE. Elles permettent d'attirer ainsi ses cibles prioritaires : techniciens, métiers du digital, femmes et jeunes.

3.4.3.1.1 Relations académiques

Pour recruter les meilleurs jeunes talents et pour maintenir sa position de *leader*, ENGIE s'appuie sur ses relations académiques. Elles permettent de faire connaître ENGIE auprès des étudiants en enseignement supérieur (écoles d'ingénieurs, écoles de commerce et universités). Véritable moteur d'attractivité à destination des jeunes qui représentent l'avenir d'ENGIE, les relations académiques adoptent une stratégie alignée avec celle du Groupe. Elles renforcent sa marque employeur pour être plus attractif. Elles affirment ses priorités en matière de diversité, d'inclusion et d'égalité des chances. Elles répondent à ses besoins de recrutement sur les compétences *business* et *leadership*.

ENGIE adopte une posture proactive pour répondre aux objectifs stratégiques et aller au-devant de ses besoins en menant ces actions :

- développer des outils et des critères de partenariats adaptés ;
- mettre en place et animer les communautés d'ambassadeurs, d'ambassadrices et d'Alumni ;
- adopter une approche différenciante envers l'écosystème ;
- déployer une communication et des formats innovants.

Les relations académiques sont repensées de manière plus qualitative, avec des retours sur investissement associés. Des KPIs de performance clairs et pertinents (présence, attractivité, influence et recrutement) garantissent l'efficacité de ces initiatives.

ENGIE noue des relations privilégiées avec de nombreuses écoles cibles : Polytechnique, Centrale Supelec, MINES ParisTech, Télécom ParisTech, ESTP, IFP, KEDGE, EDHEC, ESSEC, HEC, NEOMA, EM Lyon, GEM, école 42, université Paris Dauphine, Sciences Po, Paris 1 Sorbonne. Sur les métiers du Renouvelable, le Groupe a initié de nombreux partenariats avec des laboratoires ou des écoles d'ingénieurs (Telecom Paris, Mines, Centrale Supelec, IMT Lille Douai). Ils donnent la possibilité aux étudiants de faire partie de l'aventure ENGIE grâce à l'alternance, aux stages, l'accueil de doctorants ou d'études spécifiques. Enfin, des partenariats ont également été mis en place sur les métiers du digital (EPITHEC, École 42, ESSEC, GEM, ENSIMAG, EPITA) et avec de Grandes Écoles de Commerce (GEM, HEC, ESSEC, EDHEC, KEDGE, Sciences-Po).

En 2021, ENGIE a participé à 18 salons, forums, conférences comptabilisant 1 296 étudiants français. 11 actions événementielles et médiatiques portées par ENGIE ont permis une visibilité à hauteur de 555 075 vues sur les réseaux sociaux. Ils ont rassemblé 3 033 étudiants.

3.4.3.1.2 Apprentissage

Pour faire face à la pénurie des compétences et garantir la performance du Groupe, ENGIE mise sur les jeunes et l'apprentissage comme voie d'excellence pour accéder à ses métiers d'avenir.

En 2020, le Groupe s'est fixé deux objectifs stratégiques :

- 10% d'apprentis dans l'effectif du Groupe en France à fin 2021 et en Europe à fin 2030 ;
- 50% de transformation en contrats CDI ou CDD dans les filières techniques ou digitales en France à fin 2021.

Le Groupe vient récemment de voir ses efforts et son engagement en faveur des jeunes salués en remportant le Grand Prix pour l'Emploi des Jeunes décerné par l'agence de notation HUMPACT. Ce trophée vient saluer l'engagement des collaborateurs du Groupe, et au plus près des besoins territoriaux. En trois ans, ENGIE a doublé le nombre d'alternants en France et impulsé une dynamique européenne pérenne. En Europe, le taux de transformation dans les filières techniques ou digitales fortement en tension dépasse 50%. Œuvrer pour l'employabilité des jeunes, c'est aussi proposer un modèle de société plus inclusif, prouver que les métiers techniques ont de l'avenir et sont accessibles à tous, en particulier aux femmes.

Représentativité de l'alternance par rapport aux effectifs en CDI et CDD

FRANCE	EUROPE	AUTRES	Groupe
7,4%	1,1%	0,6%	3,8%

Fin 2021, ENGIE comptabilise 6 327 apprentis soit une progression de 14,5% depuis 2019. En France, la représentativité de l'alternance par rapport aux effectifs en CDI et CDD est de 7,4%. Depuis de nombreuses années, le Groupe développe ses Relations Académiques et travaille notamment avec des Centres de Formation d'Apprentis (CFA) partout en France. Ils l'accompagnent dans la conception de ses formations et dans la recherche de compétences, au bénéfice d'un maillage territorial. Développer les compétences de demain au service de la transition vers la neutralité carbone demeure plus que jamais une priorité du Groupe. Il porte la promesse d'avoir un impact positif sur les personnes et la planète. En France, ENGIE a ouvert en novembre 2020, son propre CFA, "l'Académie des métiers de la transition énergétique et climatique". À taille humaine, l'Académie accueillera plusieurs centaines d'étudiants d'ici à la fin 2024. Le CFA propose des formations diplômantes Bac pro ou BTS pour les jeunes de 16 à 29 ans construites en partenariat étroit avec des établissements pédagogiques

reconnus. Elles ont pour ambition de répondre à l'évolution des besoins du Groupe et d'attirer plus massivement les jeunes, notamment les femmes, vers ses métiers. "L'Académie des métiers de la transition énergétique et climatique" contribue à l'ambition d'ENGIE d'atteindre 10% d'alternants dans ses effectifs en France. Le Groupe a, en outre, pour objectif de recruter 50% de ses alternants dans les métiers techniques à l'issue de leur formation. Cela représente plus des deux tiers de ses besoins globaux en recrutement. Le Groupe organise chaque année "le mercato" des alternants pour mutualiser ce vivier de jeunes talents entre toutes les sociétés du Groupe. En complément, le partenariat avec "Engagement Jeunes" leur offre des opportunités externes. Le lancement de la *Young Talent Community* en janvier 2020 a permis de réunir tous les alternants, les stagiaires et les Volontariat Internationale en Entreprise (VIE) volontaires du Groupe pour mieux les fédérer et les accompagner dans leur insertion professionnelle.

Le Groupe s'est également mobilisé pour identifier, former et valoriser les tuteurs, acteurs clés dans la réussite de l'intégration des alternants. La campagne de recrutement externe 2021 illustre notamment cette volonté.

3.4.3.1.3 Recrutements

Près de 33 806 recrutements ont été réalisés. Ils sont adaptés aux futurs besoins en compétences et permettent d'accompagner la transformation engagée par le Groupe. 70% d'entre eux concernent les métiers des domaines techniques, d'ingénierie et de *business development*. Le profil de ces recrutements évolue vers une expertise accrue notamment sur les métiers du digital. Ces recrutements reflètent des situations différentes selon les activités et les pays. 11 770 recrutements ont eu lieu en France dont 6 632 sous CDI et 5 138 sous CDD (11 393 en 2020). À l'international, les recrutements s'élèvent à 22 036 en 2021 (18 088 en 2020) dont 10 644 sous CDI et 11 392 sous CDD, en hausse de 3 948 soit 22% sous l'effet des embauches en CDD en Amérique latine. Les femmes représentent 21,1% des recrutements. En complément de ces recrutements, 6 170 personnes ont bénéficié d'une mobilité interne.

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 401-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Recrutement CDI	**328**	**1 185**	**5 990**	**7 836**	**1 229**	**227**	**40**	**441**	**17 276**	**16 540**	**20 388**
Femmes	78	370	1 306	1 540	351	43	8	167	3 863	3 611	4 477
Hommes	250	816	4 684	6 296	878	184	32	274	13 414	12 929	15 911
Recrutement CDD*	**337**	**906**	**3 113**	**10 448**	**1 189**	**81**	**1**	**455**	**16 530**	**12 941**	**16 794**
Femmes	133	337	794	1 350	415	18	1	231	3 279	2 723	3 296
Hommes	204	569	2 319	9 098	774	63		224	13 251	10 218	13 498
TOTAL	**665**	**2 091**	**9 103**	**18 284**	**2 418**	**308**	**41**	**896**	**33 806**	**29 481**	**37 182**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

* *Alternants inclus*

3.4.3.1.4 Départs

En 2021, le Groupe enregistre une hausse des départs : 21 612 versus 19 537 en 2020. En 2020, le contexte particulier de la crise sanitaire a provoqué une baisse des démissions partout dans le monde. La reprise économique crée de nouvelles opportunités professionnelles et provoque une hausse des départs dans les filiales internationales d'Amérique latine 18,2%, d'Amérique du Nord 12,5% et au Royaume-Uni 13,7%. En France, le taux de démission reste modéré à 4,5%.

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 401-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Départs	268	852	6 660	11 729	1 172	311	88	531	21 612	19 537	21 545
Retraites	55	428	566	855	116	35	59	66	2 180	2 248	2 196
Démissions	161	237	3 706	7 355	716	156	23	602	12 656	9 444	12 120
Licenciements	36	128	1 530	2 561	245	44	3	86	4 633	6 166	5 691
Ruptures conventionnelles	16	60	858	958	95	76	3	77	2 143	1 677	1 537
Taux de démission	**3,2%**	**1,1%**	**7,8%**	**10,5%**	**5,6%**	**3,8%**	**1,1%**	**3,9%**	**7,4%**	**5.4%**	**7,1%**
Taux de Turnover*	**4,3%**	**1,9%**	**12,8%**	**15,5%**	**8,2%**	**6,6%**	**1,3%**	**6,1%**	**11,3%**	**10%**	**11,3%**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

* *Hors retraites*

3.4.3.2 Fidélisation

3.4.3.2.1 L'engagement des collaborateurs dans la stratégie du Groupe

ENGIE&Me

Le Groupe a reconduit en octobre 2021, pour la 6e année consécutive, son enquête d'engagement *ENGIE&Me*. Adressée à tous les collaborateurs en contrat à durée indéterminée, partout dans le monde, elle leur permet de s'exprimer sur les dimensions clés de l'engagement : adhésion à la stratégie du Groupe, conditions de travail, relations au sein de l'équipe, qualité du management, perspectives de développement et de mobilité, reconnaissance, etc. En 2021, la dimension Diversité & Inclusion a été renforcée, avec l'intégration du questionnaire utilisé dans le cadre de la certification EDGE sur les bonnes pratiques en matière d'égalité des genres. Les résultats permettent de mesurer les progrès réalisés d'une année sur l'autre. Les plans d'actions adaptés à tous les niveaux de l'organisation : Équipe, Direction, Entité, GBU / Région, Groupe sont déployés. C'est un outil managérial clé, utilisé par les managers à tous les niveaux de l'entreprise.

En 2021, 52% des collaborateurs ont répondu à l'enquête (53% l'an dernier) soit plus de 65 000 collaborateurs. *ENGIE&Me* montre, cette année encore, une évolution positive, continue depuis 2017, avec un index d'engagement durable à 83%. Sur les questions liées à la vision et à la stratégie, la confiance des collaborateurs progresse. La communication autour de la stratégie doit être poursuivie pour aider chaque collaborateur à identifier davantage sa contribution à l'ambition d'ENGIE. Les collaborateurs partagent leur satisfaction au sujet de leur degré d'autonomie, de leur capacité à innover et de l'équilibre entre leur vie professionnelle et leur vie privée. Les marges de progrès concernent principalement la performance de nos processus internes.

Les résultats de 2021 ont été présentés à l'ensemble des collaborateurs et des plans d'actions adaptés ont été identifiés.

3.4.3.2.2 Organisation du travail

En France, la majorité des entités du Groupe ont signé un accord relatif à la mise en place du travail à distance régulier sur base de deux à trois jours par semaine. Avant le confinement de mars 2020, ENGIE comptait moins de 30% de salariés en télétravail. Aujourd'hui, ce taux atteint en moyenne 40%. Avec la crise sanitaire, les négociations pour renouveler les accords qui arrivent à échéance seront l'occasion de tenir compte du retour d'expérience sur le télétravail généralisé. Certaines entités ont également signé des accords relatifs au droit à la déconnexion.

Ces différents dispositifs d'aménagement du temps de travail ou d'amélioration des conditions de travail contribuent à la maîtrise des taux d'absentéisme.

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 403-2	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Taux d'absentéisme	3,4%	6,4%	5,2%	5,7%	6,4%	2,9%	5,1%	4,3%	5,5%	6%	5,5%
Taux d'absentéisme maladie	1,3%	3,0%	3,3%	4,3%	4,7%	2,2%	4,3%	1,9%	3,6%	3,8%	3,4%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*99,1%*

3.4.4 Diversité et inclusion

Le Groupe mène une politique volontariste, ambitieuse et innovante en matière de RSE depuis de nombreuses années pour lutter contre les discriminations et promouvoir l'égalité des chances et de traitement. La politique diversité d'ENGIE a été reconnue par le renouvellement du Label Diversité en octobre 2017 pour une durée de quatre ans pour l'ensemble des activités du Groupe en France. Un audit de suivi conduit en septembre 2020 est venu confirmer les engagements du Groupe dans la promotion de la diversité et de l'égalité des chances. Il a salué les nombreuses initiatives prises par l'ensemble des entités. Enfin, ENGIE a renouvelé son engagement en matière d'égalité professionnelle en adhérant en septembre 2019 aux *Women Empowerment Principles* définis par l'ONU.

3.4.4.1 Diversité

3.4.4.1.1 Mixité

ENGIE a pour ambition de devenir une référence en termes d'égalité professionnelle et salariale. En février 2020, deux nouveaux objectifs extra-financiers de rang 1 ont été établis et validés par le Conseil d'Administration :

- Index de l'égalité femme-homme consolidé Groupe égal à 100 points sur 100 points fin 2030 ;
- 50% de femmes dans le management du Groupe en 2030.

Pour ENGIE, la diversité, l'égalité professionnelle et l'inclusion représentent des leviers d'innovation et de performance. Pour cela, ENGIE a lancé et déploie le programme *Fifty-Fifty*. Ce programme international s'appuie sur une approche systémique pour créer les conditions nécessaires à l'atteinte de l'égalité professionnelle femmes-hommes.

Ce projet répond à une demande de l'ensemble de la Société, des clients d'ENGIE, mais aussi des investisseurs. Sa feuille de route s'articule autour de six piliers : structuration et gouvernance, diagnostic, sensibilisation et communication, adaptation de l'organisation, développement des collaborateurs, et partenariats externes. Il s'agit pour ENGIE de devenir un acteur de référence en la matière et d'attirer les meilleurs talents.

En 2021, chaque entité a pu bénéficier d'une "boite à outils *Fifty-Fifty*" adaptée aux métiers et environnements culturels de chaque région. Nos points d'actions principaux ont été centrés sur :

- **Formation des collaborateurs**
  - trois programmes "Diversité, égalité professionnelle et Inclusion" ont été déployés de mai à juillet 2021 : un programme en ligne pour l'ensemble des employés et deux programmes mixtes pour l'encadrement et dirigeants du Groupe ;
  - en janvier 2021, un programme de développement personnel "*Wo+Men to Lead*" a été mis en place pour les femmes et en septembre 2021 pour les hommes ;
  - depuis novembre 2020, un partenariat a été noué avec *Women Initiative Foundation* afin de former au leadership inclusif.
- **Communication et sensibilisation**
  - une masterclass "Diversité, égalité professionnelle et Inclusion" est proposée depuis février 2020. Elle a pour public cible divers niveaux hiérarchiques de l'entreprise ;
  - des événements *Fifty-Fifty* sont programmés pour l'ensemble des collaborateurs à certaines dates clés, notamment pour la journée de la femme ;
  - des ateliers de sensibilisation des comités exécutifs ont été organisés en mars 2021, axés sur les privilèges et la gestion des biais inconscients.
- **Diagnostic et certification**
  - en février 2021, un premier périmètre d'ENGIE a obtenu la certification EDGE en Diversité et Inclusion ;
  - en octobre 2021, 22 questions Diversité, égalité professionnelle et inclusion ont été insérées dans l'enquête *ENGIE&Me* ;
  - les conclusions de l'audit des processus d'évaluation de nos talents, pour les rendre plus inclusifs, ont été rendus en mai 2021.
- **Partage de bonnes pratiques et résonance externe**
  - en novembre 2021, la 1re édition de l'*Award Fifty-Fifty*, un concours accessible à tous, a été lancé. Il récompense les équipes les plus investies en faveur de la mixité ;
  - depuis novembre 2021, une médiathèque virtuelle regroupant les ressources de la boite à outils *Fifty-Fifty* a été créée sur la plateforme *ULearn* : vidéos, témoignages, articles, bonnes pratiques, etc ;
  - dans le cadre du programme *Fifty-Fifty*, le réseau *Change Drivers* a été créé en novembre 2019 ainsi que le réseau *ChangeMakHers* en mai 2021.

En 2021, la part des femmes dans le Groupe est de 21,8%. Le taux de femmes dans le management est de 24,6%. En 2021, au sein de l'*Operational Committee*, le taux de femmes est de 27,3% soit 15 femmes et 40 hommes. Au sein du Comex du Groupe, le taux de femmes est de 27,3% soit trois femmes et huit hommes.

Par ailleurs, pour favoriser la mixité des métiers, ENGIE œuvre à la sensibilisation des jeunes publics féminins au travers de l'association "Elles Bougent". Elle promeut en France la place des femmes dans les filières techniques. Enfin, dans le cadre de son partenariat avec le Laboratoire de l'Égalité, ENGIE contribue depuis septembre 2019 à l'élaboration d'un pacte pour l'intelligence artificielle. Ce pacte veille à ce que les nouvelles technologies sous-jacentes aux processus RH intégrant de l'Intelligence Artificielle ne soient pas discriminantes en termes de genre.

Dans le cadre de son engagement à la Fondation Innovations Pour les Apprentissages (FIPA), ENGIE s'est engagé à ouvrir une classe dédiée exclusivement aux jeunes femmes "les Ingénieuses". En septembre 2021, quatre jeunes femmes ENGIE ont rejoint cette promotion. L'objectif est de les accompagner pour devenir ingénieur.

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 405-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Proportion de femmes dans l'effectif	26,2%	27,4%	19,5%	16,8%	36,5%	12,3%	14,0%	44,3%	21,8%	21,4%	20,8%
Proportion de femmes dans le management	28,9%	32,4%	23,1%	15,9%	39,2%	16,5%	19,0%	37,8%	24,6%	24,1%	23,5%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*
Proportion de femmes dans les embauches CDI	23,7%	31,1%	21,8%	19,6%	28,5%	18,9%	20,0%	37,8%	22,3%	21,8%	21,9%
Proportion de femmes dans les embauches cadres CDI	30,6%	35,1%	24,7%	18,7%	42,1%	14,4%	40,0%	32,9%	24,5%	27,0%	25,4%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.4.1.2 Égalité salariale et professionnelle

Dans le cadre de sa politique RSE et en soutien de sa raison d'être, ENGIE a étendu l'obligation française de calcul de l'index égalité professionnelle et salariale à toutes les sociétés de plus de 250 salariés à l'international. Cet index repose sur plusieurs critères : l'écart de rémunération femmes-hommes, l'écart de répartition des promotions et augmentations individuelles, le nombre de salariées augmentées à leur retour de congé de maternité et le nombre de femmes parmi les 10 plus hautes rémunérations. Toutes les sociétés utilisent un outil d'aide à la décision développé par la DRH Groupe, EQUIDIV. Il permet un calcul automatique et uniforme de l'index à partir de données individuelles. EQUIDIV fournit les actions prioritaires de remédiation pour faire progresser l'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes.

Les efforts entrepris se sont poursuivis. Ils permettent de maintenir le résultat de l'index consolidé Groupe de l'égalité femmes-hommes de 2021 à un score de 85 sur 100 points. En France, le score 2021 est de 89 points (identique à celui de 2020) et à l'international de 82 points (en progression de deux points).

Le 22 novembre 2017, ENGIE a signé un Accord européen à durée indéterminée sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, la lutte contre les discriminations et les violences et la prévention du harcèlement sexuel. Les agissements sexistes ont fait l'objet d'un article spécifique.

La Direction s'est engagée à développer des campagnes de sensibilisation pour lutter contre le sexisme. Les campagnes seront mises en place au 1er semestre 2022 dès lors que le guide international sera publié. ENGIE s'engage à prendre les mesures nécessaires pour prévenir les faits de harcèlement

sexuel. Des outils d'alerte pour permettre le signalement de tout comportement déviant ont été mis en place. Début 2021, ENGIE a participé pour la première fois au Baromètre BVA/#StOpE au Sexisme. Cela a permis d'identifier les actions prioritaires à engager à la maille France.

Par ailleurs, sur la base d'un benchmark international des législations en vigueur, le Groupe a défini un cadre de référence international commun visant à éradiquer le harcèlement sexuel. ENGIE a lancé une campagne globale d'information et de sensibilisation sur les violences domestiques à l'occasion de la journée internationale pour l'élimination de la violence à l'égard des femmes. Une note à vocation internationale sera diffusée au cours du 1er trimestre 2022.

3.4.4.2 Inclusion et accompagnement vers l'emploi

3.4.4.2.1 L'insertion sociale et professionnelle des jeunes

ENGIE est un acteur majeur, engagé et actif. Le Groupe développe de nombreuses initiatives innovantes en partenariat avec son écosystème pour favoriser l'apprentissage.

Membre fondateur du Collectif des entreprises pour une économie plus inclusive, le Groupe mène depuis 2018, aux côtés de 34 grandes entreprises et des pouvoirs publics, des actions sur l'ensemble du territoire. Ces actions favorisent l'inclusion des jeunes, notamment ceux éloignés de l'emploi ou issus des zones les plus défavorisées. ENGIE s'est notamment engagé à accueillir 3 000 jeunes sur trois ans issus des quartiers prioritaires, depuis la classe de 3e jusqu'à leur entrée dans la vie professionnelle.

Le Groupe s'implique dans l'insertion sociale et professionnelle des personnes en grandes difficultés ou en situation d'exclusion via le programme "Parcours Emploi Mobilité Sport" (PEMS). Ce programme aide les jeunes de 17 à 26 ans issus des quartiers prioritaires ou des jeunes mineurs isolés pris en charge par l'aide sociale à l'enfance ou des associations à intégrer un contrat en alternance. Depuis 2016, ce sont plus de 400 jeunes qui ont été accompagnés avec un taux de sortie positive toujours supérieur à 60%. Pour conduire cette action, ENGIE s'appuie sur un réseau de parrains et marraines salariés volontaires qui accompagnent les jeunes dans leur recherche d'alternance et d'entreprise d'accueil tout en leur apportant un soutien moral.

ENGIE est partenaire de l'*Alliance For Youth* depuis décembre 2015. C'est une opportunité pour mettre en œuvre des actions collectives visant à une meilleure employabilité des jeunes partout dans le monde. C'est dans ce cadre qu'ENGIE a lancé avec Nestlé le programme "Apprenti *Swap*". Ce programme a permis en 2020 à quatre jeunes recrutés en apprentissage de préparer un Master 2 en marketing digital en deux ans. Chaque année est effectuée en apprentissage dans chacune des deux entreprises partenaires. En septembre 2021, quatre nouveaux alternants ont été embauchés simultanément par ENGIE et Nestlé dans les métiers *Compensation&Benefits* et de la Performance RH.

Depuis décembre 2020, ENGIE préside le GAN France (Global Apprenticeship Network) un réseau mondial de l'apprentissage qui a pour objectif de :

- encourager les initiatives des entreprises ;
- agir sur les freins au développement de l'alternance ;
- lier ces initiatives avec de vraies opportunités professionnelles pour les jeunes ;
- miser sur la formation en milieu professionnel comme tremplin pour l'accès au marché du travail.

3.4.4.2.2 Handicap

ENGIE est pleinement engagé sur le handicap et porte ses engagements au plus haut niveau du Groupe. En France, les actions portent principalement sur le recrutement et l'intégration, l'accompagnement et le maintien dans l'emploi, la sensibilisation et la communication, la collaboration avec le secteur protégé. En 2019, le Groupe a réaffirmé la nécessité d'une mobilisation collective des entreprises en signant aux côtés de 130 grandes entreprises le "Manifeste pour l'inclusion des personnes en situation de handicap dans la vie économique". Par cette charte d'engagements opérationnels, ENGIE se mobilise avec les autres signataires notamment sur le rapprochement du monde de l'Éducation et du monde du travail. Elle facilite la découverte des métiers aux plus jeunes et leur accès au marché du travail par l'alternance.

ENGIE emploie en France environ 2 620 salariés en situation de handicap. Le taux d'emploi direct est de 3,4% en 2021.

ENGIE considère l'alternance comme un levier pour recruter des jeunes en situation de handicap. Le Groupe s'est engagé à faire un effort significatif pour recruter chaque année des alternants en situation de handicap.

La collaboration avec le Secteur du Travail Protégé et Adapté (STPA) concrétise la vision inclusive des engagements RSE du Groupe. Elle vise à pérenniser des emplois indirects, à favoriser l'économie locale et à encourager l'insertion professionnelle. En France, ENGIE est partenaire du réseau GESAT. Il met ENGIE en relation économique avec des prestataires du secteur du travail protégé et adapté. Les prestations réalisées représentaient environ neuf millions d'euros en 2020.

3.4.4.2.3 Diversité religieuse

Parmi les 25 critères légaux du principe de non-discrimination se trouve l'appartenance supposée ou non à une religion. ENGIE s'engage à ce qu'aucun salarié ou candidat ne soit traité de façon défavorable en raison de ses convictions religieuses. Le Groupe a édité en 2015 des repères sur la diversité religieuse dans l'entreprise pour accompagner les managers sur cette thématique. En 2019, ce guide a été actualisé et mis à disposition des entités. Il a été complété d'une version interactive et d'un kit d'animation de réunions.

3.4.4.2.4 LGBT+ (lesbiennes, gays, bisexuels, trans et nouvelles identités)

ENGIE a signé le 6 décembre 2017 la Charte d'Engagement LGBT+ de L'Autre Cercle. En octobre 2020, en France, ENGIE a publié le guide pratique "LGBT+, comprendre pour agir ensemble" afin de sensibiliser à la question LGBT+ dans l'entreprise. ENGIE a participé à l'édition 2020 des 95 Rôles Modèles LGBT+ & Allié.e.s au Travail en France de L'Autre Cercle. Deux collaborateurs y ont été nommés dans la catégorie Rôles Modèles LGBT+ Leaders et Allié.e.s Dirigeant.e.s. En 2021, ENGIE a renforcé ses actions en faveur de la diversité et de lutte contre les discriminations avec :

- le lancement de "*Friends*", le réseau des collaborateurs.rices LGBT+ et allié.e.s du Groupe ;
- l'édition d'un nouveau guide, à la maille monde "*Understand each other to better act together*" ;
- la formation de 150 RH en France ;
- la mise à disposition d'un catalogue de formation/sensibilisation à destination des Codir, managers, IRP, tous collaborateurs ;
- la participation pour la deuxième fois aux "Rôles-Modèles" de L'Autre Cercle avec deux candidatures présentées.

En 2022, ENGIE North America a ainsi été primé pour la 2nd année consécutive par le *Human Rights Campaign* (note 95/100). Les actions mises en place aux États-Unis afin d'améliorer l'égalité de traitement des collaborateurs LGBT+ ont été récompensées.

3.4.5 Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié

3.4.5.1 Principes de la politique de rémunération

La politique du Groupe est d'offrir à tous une rémunération individualisée, équitable et compétitive sur le marché, qui reflète la performance et les niveaux de responsabilité de chacun. Le Groupe utilise des informations externes fournies par des cabinets spécialisés pour s'assurer du positionnement par rapport au marché local de référence. Par ailleurs, il s'assure du respect des minima salariaux applicables au sein des différents pays dans lesquels il est implanté. Une attention particulière est accordée à l'égalité salariale grâce au calcul de l'index (voir Section 3.4.4.1.2). La structure de la rémunération globale se compose d'un salaire de base et, suivant le niveau de responsabilité et les pays, de dispositifs de rémunération variable. Ils ont pour objectif de rémunérer la performance collective et individuelle.

3.4.5.2 Protection sociale et retraite

ENGIE veille à s'inscrire dans les meilleures pratiques des grands Groupes internationaux. Le Groupe s'assure de la compétitivité des dispositifs de ses entités au regard des pratiques locales en matière de protection sociale et de retraite. En 2020, ENGIE a déployé au périmètre mondial le programme de protection sociale *ENGIE Care*. Ce programme permet à chaque collaborateur de bénéficier d'une couverture santé garantissant le remboursement a minima de 75% des frais en cas d'hospitalisation. Il protège aussi la famille ou les proches en cas de décès via le versement d'un capital équivalent à 12 mois de salaire au minimum. La signature du nouvel accord mondial vise à horizon 2024 à garantir une protection de chaque salarié en cas d'invalidité. Un capital minimum équivalent à 12 mois de salaire sera versé. 14 semaines minimum de congés maternité et quatre semaines minimum de congés paternité seront rémunérées à 100%. Via ce pilier Parentalité, l'équilibre vie privée/vie professionnelle, l'égalité des chances entre les hommes et les femmes se trouvent renforcés. *ENGIE Care* permet ainsi de renforcer l'attractivité du Groupe et de contribuer à la rétention des collaborateurs et au renforcement de la politique RSE d'ENGIE. *ENGIE Care* accélère la performance du Groupe en matière d'avantages sociaux (y compris retraite) en permettant de les cartographier dans ses différentes entités.

La mutualisation et donc l'optimisation des dispositifs est facilitée. Les entités ont également accès à un *pool* d'assurances international. Il offre des conditions de souscription optimisées avec un partage possible des excédents locaux et mondiaux.

3.4.5.3 Politique d'épargne salariale Groupe

3.4.5.3.1 Plans Épargne

En France, depuis fin 2009, les salariés des sociétés du Groupe peuvent accéder à un dispositif de Plan d'Épargne Groupe (PEG). Il regroupe les fonds d'actionnariat salarié ainsi qu'une large gamme de supports dédiés d'épargne diversifiée. Il totalise près de deux milliards d'euros d'avoirs à fin 2021. Hors de France, des dispositions sont également en place dans certains pays. Ils permettent aux salariés de constituer une épargne dans des conditions adaptées à leur législation locale.

3.4.5.3.2 Plans Épargne Retraite

En France, depuis 2010, chaque salarié peut constituer à son rythme, une épargne en vue de la retraite grâce à des versements sur le Plan d'Épargne pour la Retraite Collectif (PERCO). En 2021, ENGIE a engagé la transformation de son dispositif PERCO dans le cadre de la loi Pacte. Hors de France, des plans existent dans certains pays, permettant aux salariés de compléter leur retraite via un apport volontaire dans des conditions favorables.

3.4.5.3.3 Principes de gestion extra-financiers

Dans le cadre de ces plans, en France, ENGIE sélectionne des sociétés de gestion dont les politiques de gestion prennent en compte des critères Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG). A ce titre, elles sont majoritairement signataires des Principes pour l'investissement Responsables des Nations Unies. De plus, une politique ESG précise a été mise en place pour une partie de la gamme par la gouvernance des fonds. Ils incluent des représentants de la Direction et les partenaires sociaux.

3.4.5.3.4 Épargne Solidaire

En France, le Fonds Commun de Placement d'Entreprise (FCPE) Solidaire ENGIE Rassembleurs d'Énergies Flexible est l'un des fonds solidaires dédiés les plus importants du marché français. Ce fonds est labellisé fonds à Impact et vient compléter la gamme des supports de placement du PEG et du PERCO depuis 2012. Il permet aux collaborateurs d'être partie prenante d'une initiative sociale en cohérence avec leurs métiers.

3.4.5.4 Intéressement et participation

En raison de la coexistence de sociétés juridiquement distinctes, il n'y a pas de système unique d'intéressement et de participation pour le Groupe. Les systèmes de rémunération variable collective sont largement développés dans les filiales. En 2021, le volume global d'intéressement et de participation des salariés des différentes filiales françaises a atteint près de 150 millions d'euros.

Au niveau de la société ENGIE SA, un accord d'intéressement a été signé le 30 juin 2021 avec l'ensemble des organisations syndicales représentatives. Cet accord prévoit le versement d'une enveloppe de 7,5% des rémunérations principales en cas de dépassement des objectifs qui sont d'ordre financier à hauteur de 4,5% et extra-financiers à hauteur de 3%. Le nouvel accord se distingue notamment par un critère extra-financier lié à la réduction de l'empreinte carbone des collaborateurs. Le montant versé en 2021 au titre de l'intéressement 2020 est de 15 694 453 euros. L'accord mettant en place un régime de participation des salariés aux résultats d'ENGIE SA a été signé le 26 juin 2009. L'application de la formule légale de calcul de la participation au titre de l'exercice 2020 conduit à l'absence de versement en 2021.

3.4.5.5 Actionnariat salarié

Avec un taux d'actionnariat salarié de 3,2% ENGIE se distingue par une politique d'actionnariat dynamique et innovante. ENGIE organise périodiquement l'opération d'actionnariat salarié d'envergure mondiale nommée "Link". ENGIE a réalisé la plus grosse opération d'actionnariat salarié de l'année 2018 avec un volume de 340 millions d'euros. Cette dernière opération a été souscrite par plus de 40 000 salariés dans le monde à des conditions attractives en termes de décote et d'abondement. ENGIE s'est par ailleurs distingué par son innovation en étant le seul émetteur à proposer un produit structuré "Link +". Sa durée de blocage de 10 ans en contrepartie d'une décote et d'un abondement spécifique a permis au plus grand nombre de souscrire en proposant des conditions de paiement étalées dans le temps. Compte tenu des moyens mis en œuvre et des durées de blocage, la fréquence de ce type d'opération mondiale n'est pas annuelle.

3.4.5.6 Actions de performance / Éléments d'incitation à long terme

ENGIE attribue des actions de performance qui sont décrites avec précision à la Section 4.4.3. Ces actions dont l'échéance minimale est de trois ans sont assorties de conditions de performance internes et externes. Ce dispositif n'est pas réservé aux dirigeants et ENGIE se distingue par une politique d'attribution large. Près de 7 000 salariés répartis dans le monde bénéficient de ce dispositif.

3.4.6 Dialogue social

Le développement et l'entretien du dialogue social de qualité est considéré comme un incontournable dans l'accompagnement réussi de la nouvelle organisation d'ENGIE. Dans ce sens, des travaux menés par les équipes RH en étroite collaboration avec les organisations sociales, ont abouti à la mise en place d'un processus novateur de dialogue social. Ainsi, le projet de création et d'évolution de l'actionnariat d'EQUANS s'est conclu par un protocole entre ENGIE et le Comité d'Entreprise Européen (CEE). Les potentiels investisseurs ont pu présenter leurs projets industriel et social au secrétariat du CEE, permettant à ce dernier de rendre une analyse comparative des offres et émettre un avis.

Au sein des instances représentatives nationales et européennes et à travers des accords collectifs nationaux, européens et mondiaux, ENGIE associe ses partenaires sociaux à la mise en œuvre de son Ambition Sociale, ouverte et élargie à la prise en compte des enjeux environnementaux et sociétaux.

3.4.6.1 Instances représentatives

Le dialogue social de niveau Groupe s'organise autour de deux instances représentatives qui sont des lieux de concertation privilégiée entre la Direction et les représentants du personnel :

- **Le CEE :** composé de 41 membres titulaires représentant les 139 070 salariés répartis en Europe. Le CEE a pour objectifs de développer et renforcer le dialogue social européen, garantir une représentation équilibrée entre les pays et les grands métiers du Groupe et développer un dialogue social au niveau de ces grands métiers. Un secrétariat de 13 membres représentant huit pays se réunit tous les deux mois. En 2021, huit réunions plénières du CEE se sont tenues, dont six extraordinaires, complétées de dix réunions du secrétariat du CEE et de neuf réunions des groupes de travail. Ce nombre élevé de réunions est lié aux différents processus de consultation du CEE engagés en 2021 (création d'EQUANS au premier semestre, évolution de l'organisation du Groupe en Europe et évolution de l'actionnariat d'EQUANS au second semestre). À noter que les réunions en présentiel ont repris à compter de mi-juin, une fois levées les restrictions sanitaires liées à la crise Covid-19.
- **Le Comité de Groupe France :** cette instance qui représente plus de 77 716 salariés en France est composée de 30 membres titulaires. Le Comité de Groupe France est une instance d'informations avec les représentants des institutions représentatives du personnel des sociétés françaises. En 2021, quatre réunions se sont tenues, dont deux extraordinaires.

3.4.6.2 Accords collectifs Groupe

Conformément à ses engagements, ENGIE a ouvert avec les fédérations syndicales internationales, la négociation d'un accord mondial portant sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale. Il a été signé en janvier 2022 avec trois fédérations syndicales mondiales les plus représentatives de nos métiers ainsi qu'avec les quatre organisations syndicales représentatives au niveau Groupe. Cet accord réaffirme l'ambition d'ENGIE d'être reconnu en tant qu'employeur responsable, visant à atteindre un niveau d'excellence sociale à la hauteur de nos exigences environnementales.

3.4.7 Note méthodologique de calcul des indicateurs sociaux

3.4.7.1 Périmètre de restitution

Les indicateurs publiés dans ce rapport concernent les sociétés dont le contrôle en capital et en management est détenu par ENGIE, soit celles consolidées en intégration globale. Les indicateurs sociaux sont intégrés à hauteur de 100% quel que soit le pourcentage de détention du capital. Le périmètre de restitution est identique à celui de la Direction Financière. Les données sont présentées par GBU issues de la nouvelle organisation mise en place au 1er juillet 2021. EQUANS apparait distinctement au sein de la GBU Solutions Clients (voir Section 1.6). Un taux de restitution est attaché à chaque indicateur en fonction de l'effectif couvert.

3.4.7.2 Méthodes de consolidation

Le contenu du rapport a été élaboré sur la base d'indicateurs sélectionnés de façon à rendre compte des principaux impacts sociaux et sociétaux des activités du Groupe. Le choix des indicateurs s'effectue au regard des standards de la *Global Reporting Initiative* (GRI).

Les indicateurs de ce rapport font l'objet d'une consolidation selon des procédures et des critères définis. Les données de structure, de flux d'effectifs, de conditions de travail, de formation et de sécurité sont consolidées par agrégation.

3.4.7.3 Outil

Les indicateurs sociaux sont issus du *Reporting* Social Groupe (RSG). Ils sont définis dans un référentiel commun au Groupe consultable sur demande. La collecte, le traitement et la restitution des données saisies par les entités locales, filiales du Groupe ENGIE, sont réalisés dans l'outil de consolidation SyGMA conformément au périmètre financier IFRS.

3.4.7.4 Contrôle

Les données sociales sont consolidées et contrôlées successivement par chaque entité opérationnelle avant de l'être au niveau de la DRH Groupe. Les Commissaires aux comptes d'ENGIE vérifient ensuite les informations sociales collectées afin d'émettre un rapport d'assurance raisonnable. Ces travaux sont conduits de manière concomitante avec les travaux de l'Organisme Tiers Indépendant (OTI) chargé de vérifier la déclaration de performance extra-financière publiée dans le rapport de gestion ENGIE.

3.4.7.5 Précisions sur certains indicateurs

3.4.7.5.1 Emploi

Les employés administratifs sont comptabilisés parmi les Techniciens Supérieurs/Agents de Maîtrise (TSM). Les entités belges du secteur de l'énergie ne déclarent pas d'Ouvriers, Employés, Techniciens (OET) selon les pratiques du secteur de l'énergie (Electrabel).

Contractuellement les collaborateurs peu ou pas qualifiés ont un statut d'employé. Cela peut conduire à une sous-estimation de cette catégorie. La notion de "cadre" (≥ à 300 points Hay : référentiel universel de classification et d'évaluation des postes) reste parfois difficile à appréhender hors de France. Elle peut conduire à une légère sous-estimation, certaines entités pouvant ne retenir que les cadres dirigeants.

3.4.7.5.2 Flux de personnel

Les indicateurs de cette Section sont calculés sur la base du périmètre courant, soit les entités de *reporting* incluses dans le périmètre de consolidation en intégration globale au 31/12/N. L'indicateur licenciement ne comprend pas les ruptures conventionnelles.

3.4.7.5.3 Diversité et égalité des chances

Le pourcentage de personnes handicapées déclarées fournit la meilleure information possible sur l'intégration des personnes handicapées. Le Groupe ne considère pas pertinent de fournir un taux de restitution puisque certaines sociétés ne peuvent collecter cet indicateur en raison de contraintes réglementaires locales.

3.4.7.5.4 Développement professionnel

Lorsque les données ne sont pas exhaustives dans les délais impartis, un arrêté et une prévision des données manquantes de fin d'année sont réalisés.

Formation : la définition de l'indicateur a évolué en 2020 afin de s'assurer qu'il prend bien en compte les formations dispensées en présentiel et en *e-learning*. Le format et la durée d'une formation peuvent être variés mais doivent inclure un descriptif de contenu pédagogique. La répartition des heures de formation par thème n'inclut pas les heures de *e-learning*.

3.4.7.5.5 Organisation du temps de travail

Le travail du personnel au sein des sociétés du Groupe est organisé dans le cadre des durées de travail légales, variables d'une législation nationale à une autre.

L'indicateur "Jours d'absence par personne" est calculé selon la convention Groupe de huit heures de travail par jour.

3.4.8 Politique de santé-sécurité

3.4.8.1 Les résultats

Les résultats en matière de santé-sécurité du Groupe sont les suivants :

- taux de fréquence total des accidents avec arrêt des salariés et des sous-traitants intervenant sur site à accès contrôlé de 2,9 inférieur à l'objectif maximum de l'année de 3,1 ;
- taux de gravité des accidents avec arrêt des salariés de 0,11 en 2021 (stable par rapport à 2020) ;
- taux de prévention de 0,58, supérieur à l'objectif minimum de l'année de 0,50.

Le nombre de décès du fait de l'exercice de l'activité professionnelle parmi les salariés du Groupe, intérimaires et sous-traitants a été de 16 en 2021, quatre salariés et 12 sous-traitants.

Sur les 16 décès, sept se sont produits lors d'un même accident sur le site de construction d'une ligne de transport d'électricité haute tension au Brésil, lors de la chute d'un pylône liée à un défaut de qualité de la construction. Face à ces accidents, le Comex a décidé de mettre en œuvre un plan d'actions résolu (voir Section 3.4.8.2.4).

En santé au travail, le nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles reconnues a été en 2021 de 52, en diminution par rapport à 2020 (106).

3.4.8.2 Le dispositif de management santé-sécurité

La politique santé-sécurité du Groupe définit les principes fondamentaux du management de la santé-sécurité. Cette politique a fait l'objet d'un accord avec les instances représentatives du personnel européennes et les représentants des fédérations mondiales.

En déclinaison de ces principes, les standards et exigences minimaux applicables dans le Groupe sont fixés dans des Règles Groupe santé-sécurité.

3.4.8.2.1 Reporting des résultats

Les résultats du Groupe en matière de santé-sécurité au travail et sécurité industrielle sont suivis par :

- le Comex ;
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) pour la santé-sécurité au travail ;
- le Comité d'Audit pour la sécurité industrielle ;
- le Conseil d'Administration.

En 2021, l'ensemble des analyses approfondies des accidents de travail mortels ont été présentées au Comex, en présence du responsable des opérations concerné, et au CEEDD. Des points réguliers sont également présentés en Conseil d'Administration et en Comité Opérationnel qui rassemble les principaux dirigeants opérationnels du Groupe.

Les résultats santé-sécurité font l'objet d'un partage avec les *managers* et la filière santé-sécurité du Groupe. Ils sont portés par les managers au sein des entités et mis à disposition de l'ensemble des salariés via l'intranet du Groupe.

Des points périodiques sont réalisés avec chaque GBU afin d'apprécier l'efficacité des actions mises en œuvre. Ils permettent également d'évaluer la capacité des entités à prévenir les accidents graves et mortels de collaborateurs et de sous-traitants.

3.4.8.2.2 Maîtrise des risques induits par la pandémie de la Covid-19

Dès le début de la crise, le Groupe a mis en place un dispositif spécifique de pilotage et de communication afin d'accompagner le déploiement des différentes mesures de protection des personnes. Les mesures définies et mises en place dès début 2020 ont été poursuivies en 2021. Le Groupe a fait appel à un prestataire spécialisé en gestion des risques sanitaires pour l'éclairer dans ses prises de décision. Les mesures pour prévenir la contamination des salariés, sous-traitants et clients ont été appliquées en tenant compte de l'état de contamination des pays et des systèmes de prévention mis en place localement par les autorités.

Le *reporting* spécifique mis en place en 2020 concernant le nombre de collaborateurs contaminés a été reconduit en 2021. Le taux d'incidence au sein du Groupe (basé sur le nombre de contaminations) est toujours resté globalement inférieur au taux d'incidence des pays.

Les managers ont été sensibilisés à la nécessité d'une écoute renforcée de leurs collaborateurs en télétravail ou actifs sur leur lieu de travail habituel. Une attention particulière compte tenu de la durée de la pandémie a été accordée à la détection des signaux faibles marqueurs d'un mal-être psychique potentiel. Des enquêtes régulières ont été réalisées par les différentes entités auprès de leurs collaborateurs pour évaluer leur qualité de vie au travail. Elles ont permis de qualifier leur ressenti, notamment sur le soutien qui leur est apporté et d'identifier leurs besoins éventuels.

Le dispositif mis en place s'est inscrit dans une boucle d'amélioration continue. Les retours des entités exprimant leurs besoins et faisant part de leurs difficultés ont permis d'adapter le dispositif de prévention.

3.4.8.2.3 Mise en œuvre du nouveau plan d'actions 2021-2025

Les ambitions du Groupe en matière de santé-sécurité au travail exprimées au travers de sa politique sont déclinées sous la forme de plans d'actions pluriannuels. Le nouveau plan d'action 2021-2025 s'articule autour de trois axes de prévention :

- "*No life at risk*", maîtrise des risques liés à la réalisation directe des activités ;
- "*No mind at risk*", qualité de vie au travail, vigilance, maîtrise des risques liés au contexte d'exécution des activités ;
- "*No asset at risk*", maîtrise des risques liés aux activités industrielles du Groupe.

Les principales actions concernant l'axe "*No life at risk*" menées en 2021 sont décrites aux Sections 3.4.8.2.4 "Maitrise des risques santé-sécurité au travail". Les principales actions mises en œuvre par le Groupe en 2021 concernant l'axe "*No mind at risk* " figurent à la Section 3.4.8.2.5 " Amélioration de la qualité de vie au travail". Les actions mises en œuvre en 2021 concernant l'axe "*No asset at risk*" sont décrites à la Section 2.2.5.1 "Risques d'accident industriel".

3.4.8.2.4 Maîtrise des risques santé-sécurité au travail

La prévention des accidents graves et mortels repose sur l'identification des risques et la mise en place de mesures visant en priorité à éliminer l'exposition aux risques, ou à mettre en place les mesures de protection collectives et individuelles adaptées, notamment au travers des règles de sécurité édictées par le Groupe. Le Groupe a en particulier défini neuf "Règles Qui Sauvent", couvrant les risques majeurs identifiés, et qui sont la dernière barrière individuelle de prévention avant l'accident grave voire mortel, si toutes les autres barrières n'ont pas fonctionné.

Les entités ont poursuivi la démarche systématique d'identification, d'analyse et de traitement des événements à haut potentiel de gravité ("HiPo"), précurseurs d'accidents graves. Ces HiPo sont identifiés par les entités opérationnelles qui définissent pour chacun d'entre eux un plan d'actions permettant d'éviter leur récurrence et en particulier d'éliminer l'exposition aux risques. Les HiPo sont collectés par le Groupe qui en assure le partage entre entités au travers du réseau santé-sécurité du Groupe.

En outre, il est demandé aux opérateurs d'arrêter leurs activités si les conditions de sécurité ne sont pas réunies (démarche "*Stop the work*"). Les opérateurs doivent également mettre en œuvre "la minute qui sauve", qui consiste à réaliser sur le terrain une nouvelle évaluation des risques afin de s'assurer que ceux-ci sont bien sous contrôle.

Chaque analyse d'accident grave a fait l'objet d'un partage spécifique des enseignements et a été suivie de la mise en œuvre d'actions spécifiques de prévention.

Suite aux accidents mortels que le Groupe a connu en 2021, plusieurs actions spécifiques ont été mises en œuvre :

- l'organisation d'un "*safety stand down*", moment privilégié d'échange au cours duquel l'ensemble des activités du Groupe ont été interrompues et les équipes invitées à réfléchir aux mesures à prendre pour renforcer la sécurité au travail au sein du Groupe. Les différentes propositions formulées par les entités ont été analysées et intégrées au plan d'actions santé-sécurité du Groupe ;
- des revues approfondies de la santé-sécurité sur certains sites de construction jugés à risque particulier ont été réalisées. Au sein du Groupe, les sites de construction ont à faire face à des risques plus élevés, le nombre de décès sur ces sites ayant représenté en 2021 les trois quarts des décès ;

- le plan d'actions pour assurer la sécurité des sous-traitants du Groupe a été renforcé, le nombre de décès de sous-traitants ayant représenté en 2021 les trois quarts des décès ;
- une mission d'évaluation globale de la maturité et de l'organisation santé-sécurité a été confiée à un prestataire externe spécialisé. Les actions qui découleront des recommandations qui seront émises par le prestataire seront intégrées au plan d'action santé-sécurité du Groupe.

Enfin en 2021, un plan d'actions spécifique a été mis en place destiné à renforcer la prévention des accidents liés à l'électricité, notamment les plus graves d'entre eux. Dans ce cadre, il a été demandé à ce que lors des visites de sécurité réalisées par le management, un focus particulier soit fait sur la prévention des accidents d'origine électrique. Il a été rappelé à l'ensemble des salariés du Groupe et de ses sous-traitants qu'il est impératif lors d'une intervention sur une installation de vérifier l'absence de tension. En outre, il a été demandé à l'ensemble des GBU et entités de procéder à un renforcement de leur plan d'actions de traitement du risque électrique.

3.4.8.2.5 Amélioration de la qualité de vie au travail

Depuis plusieurs années, le Groupe et ses filiales poursuivent la mise en œuvre d'actions spécifiques pour améliorer la qualité de vie au travail de leurs collaborateurs. En 2021, le Groupe a poursuivi l'animation d'un réseau de référents sur la qualité de vie au travail représentant l'ensemble de ses entités, avec notamment pour objectifs la mise en commun des ressources et des outils existants, la conception de nouveaux outils, le partage des retours d'expérience et des bonnes pratiques entre les entités.

Pour renforcer la culture de santé et la qualité de vie au travail et mettre en place un système de gouvernance efficace pour les gérer, une instance de niveau Groupe, le Comité Groupe "*No Mind At Risk*", a été mise en place pour effectuer un examen critique et collectif des mesures envisagées en vue de les partager et de les *challenger*.

Au cours de l'année 2021 ont été déployés neuf engagements pour la qualité de vie au travail, que chaque collaborateur du Groupe s'engage à respecter, destinés à améliorer la qualité de vie au travail de chacun.

Par ailleurs, un e-learning a été élaboré et mis à disposition de l'ensemble des managers du Groupe, destiné à les sensibiliser aux comportements managériaux à adopter pour que ces neuf engagements soient une réalité au sein de chaque collectif de travail.

3.4.8.3 Le renforcement de la culture santé-sécurité

Différents dispositifs ont été utilisés pour renforcer la culture santé-sécurité des collaborateurs du Groupe et de ses sous-traitants.

L'animation de la filière santé-sécurité a fait largement appel aux outils digitaux, avec un important travail de partage à destination des différentes entités. Cette animation s'est appuyée notamment sur l'organisation de webinars mensuels thématiques, de présentations de l'analyse des accidents mortels et sur la mise à disposition de différents supports techniques.

Une *newsletter* hebdomadaire "*Prevention News*" reprenant l'essentiel des échanges avec les GBU et entités a été adressée à l'ensemble de la filière santé-sécurité. Ce document permet de partager à la maille du Groupe l'ensemble des accidents, situations dangereuses significatives et événements à haut potentiel de gravité (HiPo).

3.4.8.4 Le dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés s'est poursuivi en 2021 aux différents niveaux du Groupe, en particulier avec les instances mondiales et européennes. Un Groupe de travail permanent santé-sécurité et qualité de vie au travail est actif au niveau du comité d'entreprise européen. Il a réalisé chaque semestre une revue des résultats et actions engagées en matière de santé-sécurité au travail et qualité de vie au travail.

Concernant la gestion de la pandémie, les instances représentatives ont été régulièrement informées et sollicitées sur les nouvelles dispositions à mettre en œuvre.

Données santé-sécurité

Précisions sur les indicateurs santé-sécurité

Les analyses effectuées dans ce document concernent les entités et activités dont ENGIE a le management opérationnel, quel que soit le mode de consolidation financière.

Le périmètre de *reporting* santé-sécurité au travail inclut les données des entités cédées au cours d'année jusqu'à leur date de cession.

Concernant l'indicateur relatif au nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle, ENGIE ne considère pas pertinent de fournir un taux de restitution puisque certaines sociétés ne peuvent collecter cet indicateur en raison de contraintes réglementaires locales.

	Nombre de décès (collaborateurs)	Taux de fréquence (collaborateurs)	Taux de gravité [2] (selon référentiel français)	Taux de gravité [2] (selon référentiel OIT)	Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle
GROUPE [1]					
2021	**4**	**3,2**	**0,18**	**0,11**	**52**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	3	3	0,19	0,11	106
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	2	3,7	0,21	0,14	120
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
AMÉRIQUE DU NORD					
2021	**0**	**1,46**	**0,03**	**0,03**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	0	1,03	0,08	0,05	1
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	1,73	0,11	0,09	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
FRANCE HORS INFRASTRUCTURES					
2021	**1**	**4,24**	**0,36**	**0,18**	**49**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	1	4,47	0,36	0,19	4
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	1	5,25	0,36	0,21	108
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
FRANCE INFRASTRUCTURES					
2021	**0**	**3,07**	**0,16**	**0,12**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	0	2,02	0,07	0,07	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	2,1	0,10	0,08	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
RESTE DE L'EUROPE					
2021	**1**	**3,96**	**0,14**	**0,10**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	1	3,27	0,19	0,12	1
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	3,60	0,23	0,17	5
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
AMÉRIQUE LATINE					
2021	**0**	**1,78**	**0,06**	**0,04**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	1	2,83	0,07	0,06	84
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	5,28	0,12	0,09	6
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
MOYEN-ORIENT / AFRIQUE / ASIE					
2021	**2**	**0,57**	**0,01**	**0,01**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	0	1,26	0,02	0,02	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	1	1,09	0,02	0,01	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	

	Nombre de décès (collaborateurs)	Taux de fréquence (collaborateurs)	Taux de gravité [2] (selon référentiel français)	Taux de gravité [2] (selon référentiel OIT)	Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle
AUTRES					
2021	**0**	**0,72**	**0,03**	**0,02**	**3**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	0	0,68	0,02	0,02	16
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	1,64	0,03	0,03	1
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	

(1) Le Groupe comprend les sept secteurs d'ENGIE
(2) L'évolution des taux de gravité n'inclut pas les accidents mortels

3.5 Informations environnementales

ENGIE est confronté aux principaux enjeux environnementaux : changement climatique, qualité et disponibilité des ressources naturelles (air, eau, sols et ressources énergétiques) et protection de la biodiversité et des écosystèmes. Si les métiers du Groupe ont parfois un impact sur les milieux et les ressources naturelles, le Groupe s'attache à les mesurer et à les réduire dans le cadre d'un processus de management environnemental de ses activités.

Les enjeux et les ambitions d'ENGIE dans ce domaine sont exprimés dans la politique environnementale du Groupe (consultable sur le site internet du Groupe) et se traduisent dans les indicateurs de performance déployés sur l'ensemble des activités. Les enjeux intègrent également les risques identifiés dans le cadre du plan de vigilance en matière d'environnement. Une équipe, en charge de l'expertise et de la coordination, est spécifiquement dédiée à la responsabilité environnementale au sein de la Direction RSE du Groupe. Elle s'appuie, dans chaque région ou pays, sur un coordinateur environnement qui anime son propre réseau de correspondants, coordonne les actions, complète l'expertise du siège par ses connaissances opérationnelles et met en œuvre le *reporting* environnemental.

Un bilan annuel est rédigé par la Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise, transmis au Comex puis présenté au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration. Ce bilan est également enrichi du rapport fourni par les *Hubs* régionaux en accompagnement de la lettre de conformité environnementale, ainsi que des résultats des audits environnementaux commandités par le Comex.

3.5.1 Le cadre législatif et réglementaire

Le Groupe suit activement les évolutions réglementaires (présentées dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle"), faisant connaître ses positions lors de leur élaboration et appliquant les nouvelles réglementations dès leur publication. En particulier, le Groupe appelle à une harmonisation des réglementations internationales et à une plus grande intégration entre les différentes politiques environnementales et énergétiques. Le Groupe s'était fortement engagé en amont de la COP21 en faveur d'un accord climatique international ambitieux en ligne avec le respect d'une hausse maximum de température de 2 °C, et en faveur de la généralisation de réglementations donnant un prix au carbone qui constituerait un signal fort pour l'investissement dans les technologies bas carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. À cette fin, le Groupe est actif au sein de la *Carbon Pricing Leadership Coalition* (CPLC).

3.5.2 Le management environnemental

À la clôture de l'exercice 2021, les entités ayant mis en œuvre un Système de Management Environnemental (SME) représentaient 75,6% du chiffre d'affaires pertinent [1]. C'est au niveau local, au regard des conditions économiques et de l'intérêt d'une telle démarche que le besoin d'obtenir une certification externe est évalué.

(1) Chiffre d'affaires généré après exclusion des activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental : activités tertiaires, trading, commercialisation, etc.

Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Par une certification EMAS	5,00%	7,30%	3,72%	3,06%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS)	56,94%	57,71%	57,26%	58,46%
Par d'autres certifications SME externes	2,40%	0,78%	2,81%	2,87%
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES	**64,34%**	**65,80%**	**63,79%**	**64,39%**
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	11,23%	9,38%	11,92%	8,33%
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES	**75,58%**	**75,18%**	**75,71%**	**72,73%**

Là où la mise en place d'un système de management certifié ou enregistré n'est pas économiquement justifiée, les entités sont incitées à définir un système interne de gestion garantissant la prise en compte de l'environnement dans la conduite de leurs activités. Ainsi, certaines entités du Groupe ont défini leur propre standard de système de management. Lors de la mise en place de SME internes et externes, des sessions de sensibilisation et de formation en lien avec les problématiques environnementales rencontrées sur site sont dispensées au personnel pour permettre l'appropriation de la méthodologie du SME.

3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale

Afin de piloter le déploiement de sa politique environnementale, de maitriser les risques environnementaux et de favoriser la communication de ses performances environnementales aux parties prenantes, ENGIE met en œuvre un système de *reporting* spécifique, allant au-delà des exigences de la loi française et prenant en compte les préconisations de la *Global Reporting Initiative* (GRI).

Le *reporting* environnemental est intimement lié à celui de la performance opérationnelle et devient ainsi un outil de management. Cette volonté de faire de l'environnement une partie intégrante du management est portée par la Direction Générale du Groupe.

Un système de lettres de conformité environnementale garantit l'implication du management opérationnel.

Éléments méthodologiques

Le *reporting* environnemental d'ENGIE est mis en œuvre grâce à un outil dédié permettant une remontée structurée des données. Cet outil appelé EARTH est une solution informatique de *reporting* environnemental, qui permet la gestion du réseau de correspondants et coordinateurs environnement, la gestion et la documentation du périmètre de *reporting* environnemental, la saisie, le contrôle et la consolidation des indicateurs, l'édition de rapports et enfin, la mise à disposition de la documentation nécessaire à la production et à la collecte des données (procédures et instructions de *reporting*).

EARTH est déployé dans chaque *Hub* régional et couvre ainsi l'ensemble du Groupe ENGIE.

Les entités juridiques incluses dans le périmètre de *reporting* sont celles dont l'activité est pertinente en termes d'impact environnemental et qui sont intégrées globalement ou proportionnellement selon les règles de consolidation financière (IFRS) au cours de l'année. Par conséquent, les entités juridiques dont la seule activité est le négoce d'énergie, des activités financières ou de l'ingénierie sont exclues du périmètre, tout comme les entités juridiques consolidées par mise en équivalence. Les entités incluses dans le *reporting* rapportent les performances et les impacts des installations industrielles dont elles détiennent le contrôle technique opérationnel, y compris les installations opérées pour compte de tiers.

Ainsi, en accord avec les règles de consolidation financière, 100% des impacts collectés sont consolidés lorsque les entités sont en intégration globale. Pour les entités en intégration proportionnelle, les impacts environnementaux sont consolidés proportionnellement au taux d'intégration financière du Groupe, pour autant que le contrôle technique opérationnel leur appartienne à 100% ou qu'il soit au moins partagé avec d'autres actionnaires.

Pour les cessions intervenant en cours d'année, les entités concernées remplissent le questionnaire environnemental avec les données disponibles au dernier jour du mois qui précède la cession. S'il n'est pas possible de collecter l'ensemble des indicateurs environnementaux, ceux-ci sont extrapolés sur la base de l'activité principale (ex. : la production d'énergie pour une centrale) et des données historiques. Pour les acquisitions réalisées en cours d'année, il peut arriver que leur système de management environnemental ne soit pas suffisamment mature pour permettre de répondre à tous les indicateurs environnementaux. Dans ce cas, les indicateurs manquants sont extrapolés sur la base de l'activité principale et des indicateurs disponibles dans des entités au profil technique similaire. Une correction de ces valeurs extrapolées peut être réalisée a posteriori l'année suivante, au terme du premier exercice complet.

Pour le calcul des indicateurs de management environnemental de type "part du chiffre d'affaires (CA) pertinent couvert par une certification environnementale, par un plan de gestion de crise environnementale, etc.", un chiffre d'affaires pertinent est estimé pour chaque entité juridique. Pour obtenir ce CA pertinent, les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (négoce, finance, ingénierie) sont soustraites du chiffre d'affaires consolidé de chaque entité juridique.

Le déploiement des procédures et des instructions à travers l'ensemble du Groupe repose sur un réseau de correspondants et de coordinateurs environnementaux dûment mandatés. Ces procédures et instructions de travail au niveau Groupe et des régions ou des pays décrivent en détail les phases de collecte, contrôle, consolidation, validation et transmission des données environnementales aux différents niveaux de l'organisation ainsi que les règles de définition du périmètre et de consolidation. Elles sont assorties de documents techniques fournissant des lignes directrices méthodologiques pour le calcul de certains indicateurs. En fonction de ses activités, chaque entité se voit attribuer un profil qui détermine les indicateurs auxquels elle doit répondre. La liste des entités entrant dans le périmètre de *reporting* environnemental est validée par chaque région ou pays.

Les définitions des indicateurs utilisés pour mesurer la performance environnementale des métiers du Groupe ont été revues sur base des commentaires des Commissaires aux

comptes. Elles ont par ailleurs bénéficié des commentaires des responsables opérationnels représentés dans des groupes de travail dédiés. L'ensemble de la documentation est disponible sur simple requête auprès du Groupe (Direction de la RSE).

Jusqu'en 2016, ENGIE indiquait pour chaque indicateur publié un "taux de couverture" qui correspondait au taux de réponses obtenues auprès de l'ensemble des entités interrogées. Depuis 2017, grâce à la mise en œuvre du nouvel outil de *reporting* EARTH, le taux de couverture est de 100% pour tous les indicateurs.

Sur les données publiées dans le présent rapport il convient de préciser les éléments suivants :

- la fiabilité du périmètre couvert par le *reporting* environnemental est une des priorités d'ENGIE qui évolue dans un contexte international de cessions et d'acquisitions d'activités. Avant chaque campagne de *reporting,* un rapprochement est effectué entre le périmètre financier et les informations remontées par les responsables environnement de chaque hub régional pour vérifier à quelles entités financières sont rattachées les entités industrielles qui contribuent dans l'outil EARTH ;
- pour les installations brûlant du gaz naturel et ne disposant pas de systèmes de mesures automatisées, un facteur par défaut a été mis en place pour les émissions de SOx et pour les émissions de particules fines (facteurs recommandés par l'EMEP, *European Monitoring and Evaluation Programme*) ;
- ENGIE est signataire, depuis 2007, du *CEO Water Mandate* marquant ainsi sa volonté de préserver les ressources en eau. Les indicateurs relatifs à l'eau sont conformes aux indicateurs GRI en 2011 et se répartissent en quatre catégories : prélèvement, rejet, consommation, réutilisation/recyclage. Depuis 2015, la matérialité des indicateurs eau publiés a été revue et les Commissaires aux comptes vérifient les entrées, sorties et consommations d'eau douce et d'eau non-douce ;
- soucieux du devenir des déchets générés par ses activités, le Groupe dispose d'indicateurs sur la production et la valorisation de ses déchets d'activité. Il s'appuie pour cela sur les définitions de déchets et de valorisation établies par les réglementations locales. Pour éviter une déclaration erronée des stocks, seuls les tonnages emportés et pesés sur le site doivent être rapportés comme évacués. Les tonnages qui doivent être rapportés sont des tonnages humides ou secs, selon la manière dont ils ont été évacués : si les déchets évacués étaient humides, les tonnages rapportés sont humides et inversement pour les déchets secs. Par exception, si les déchets sont stockés de façon définitive sur place, les tonnages secs associés doivent également être rapportés comme évacués. Dans ce dernier cas, les déchets ne sont jamais valorisés. Les déchets générés par la construction ou le démantèlement des installations industrielles, par le *repowering* ou modernisation d'installations et par la réhabilitation des sols ne sont pas couverts par les indicateurs de déchets d'activité ;
- les émissions de CO_2 issues de la combustion de combustibles fossiles ont été calculées sur la base des facteurs d'émissions publiés par le GIEC (*IPCC Guidelines for National GHG Inventories, Vol. 2 Energy* – 2006). Néanmoins, les facteurs d'émission du charbon peuvent varier grandement selon la provenance. Pour cette raison, chaque entité de *reporting* consommant du charbon fournit un facteur d'émission calculé localement. Il en est de même pour les combustibles alternatifs pour lesquels il n'est pas possible d'utiliser de facteurs d'émission standards ;
- la biomasse et le biogaz consommés par ENGIE dans ses installations génèrent une énergie comptabilisée dans la production d'ENGIE et, conformément aux conventions dans ce domaine, ENGIE ne comptabilise pas d'émissions de CO_2 associées à leur combustion lorsqu'ils sont utilisés pour la production d'énergie ;
- le potentiel de réchauffement global (PRG) permet de comparer la capacité de réchauffement des différents gaz à effet de serre par rapport au CO_2. Les PRG utilisés pour convertir les émissions de GES du Groupe en CO_2 équivalents sont les tout derniers PRG publiés par le GIEC (5e rapport d'évaluation du GIEC – 2014), considérés sur une échelle de 100 ans. En 2021, le PRG du méthane a été réévalué de 34 à 36 pour tenir compte du CO_2 provenant de l'oxydation du méthane dans l'atmosphère (note b du tableau 8.7 du 5e rapport d'évaluation du GIEC) ;
- les émissions spécifiques de GES de la production d'énergie en kg éq.CO_2/MWh sont calculées sur le périmètre des hubs régionaux et des GBU pour lesquels il s'agit d'une activité principale : Génération Europe, Amérique du Nord, Amérique latine, Brésil, Asie-Pacifique, Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie, Benelux, Europe du Nord – du Sud et de l'Est, Royaume-Uni, France *BtoB*, France Réseaux et France Renouvelables ;
- à des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GWhth) en énergie électrique (GWhe) est fixé à 0,44 pour toutes les activités de production d'énergie du Groupe et à 0,25 pour les incinérateurs ;
- les impacts environnementaux significatifs générés par les sous-traitants dans une installation du Groupe pendant des activités de services matériels sont inclus dans les impacts Groupe sauf lorsqu'une clause contractuelle spécifique prévoit que le sous-traitant est tenu responsable des impacts générés sur le site pendant la fourniture du service. Les données fournies par les sous-traitants ne font pas systématiquement l'objet de vérifications internes avant d'être agrégées aux données du Groupe et n'engagent que les sous-traitants. La réglementation et les obligations légales dans le domaine de l'environnement pouvant être différentes d'un pays à l'autre, certaines données sont parfois plus difficiles à collecter ;
- l'indicateur d'efficacité énergétique concerne les centrales à combustibles fossiles et à biocombustibles. Il inclut également la chaleur fournie par des tiers ;
- ENGIE exploite des installations hydrauliques dont certaines disposent de réservoirs d'eau. Compte tenu des difficultés à modéliser l'évaporation de chaque site, l'eau évaporée n'est pas encore comptabilisée dans le *reporting* environnemental ;
- les émissions de NOx, de SOx et de particules fines sont calculées localement sur la base de mesures. Depuis cette année, si des mesures discontinues sont effectuées sur un site, une moyenne des mesures sur les cinq dernières années est réalisée lorsque cela est possible. Ce changement méthodologique, qui permet d'éviter des incohérences liées à des mesures ponctuelles, a notamment entraîné une augmentation de 3% des émissions de NOx en 2019. Quand il n'est pas possible de mesurer ces émissions, une méthode de calcul est fournie pour les émissions de NOx et des facteurs d'émission standards basés sur les consommations de combustibles sont utilisés pour les SOx et les particules fines. Ces facteurs d'émission sont issus des référentiels de l'Agence de Protection de l'Environnement américaine (US EPA) ;
- ENGIE réalise des prestations de valorisation de gaz résiduels pour un client producteur d'acier, ArcelorMittal. Cette prestation permet de satisfaire en grande partie les besoins en électricité d'ArcelorMittal et réduit donc ses émissions de GES en évitant une importante consommation d'électricité du réseau. En analysant les émissions de GES associées à ces prestations, ENGIE a constaté que 100% des émissions sont inhérentes au processus de fabrication de l'acier. Au terme de ce processus, la réglementation impose en effet aux producteurs d'acier la combustion, généralement faite par torchage, des gaz résiduels. ENGIE intervient dans ce processus uniquement pour en tirer une énergie autrement perdue en cas de torchage, en se substituant à ArcelorMittal pour la combustion mais sans générer d'émissions de GES supplémentaires. C'est pour cette raison que la méthodologie de *reporting* d'ArcelorMittal inclut la comptabilisation des émissions directes des centrales externes auxquelles les gaz résiduels sont livrés pour valorisation. Cet état de fait est confirmé par la loi énergie-climat française de 2019 et les décrets associés fixant des plafonds d'émission de gaz à effet de serre pour les centrales électriques à combustibles fossiles. En effet, le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019 stipule que "Les émissions issues des gaz de

récupération utilisés dans des installations de production d'électricité ne sont pas comptabilisées". Par conséquent, ENGIE exclut dorénavant ces émissions de GES de son scope 1 (-6,7 Mt en 2020) et a retraité les données 2018 et 2019 à des fins de cohérence (-8,5 Mt en 2018 et -8,9 Mt en 2019). S'agissant de gaz résiduels et non d'un combustible avec une chaîne d'approvisionnement, ENGIE ne comptabilise pas d'émissions associées à une chaîne amont du combustible dans son scope 3. À l'exception des émissions de GES associées à la combustion de gaz sidérurgiques, l'ensemble des indicateurs environnementaux de ces entités sont comptabilisés dans les données consolidées, tout comme leur production d'énergie ;

- en 2018, les centrales de Glow en Thaïlande ont été cédées à Global Power Synergy Public Company Ltd. (GPSC). Ces installations devaient quitter le périmètre ENGIE d'ici fin 2018 mais y sont finalement restées jusqu'au 18 mars 2019 suite à des retards occasionnés par les procédures administratives thaïlandaises. À des fins de cohérence, les valeurs 2019 ont été corrigées pour tenir compte de cette activité. Cela inclut notamment les consommations de combustibles, 1,8 Mt d'émissions directes de GES et la production d'énergie. Les autres indicateurs (management, déchets, air, eau) ont été estimés sur la base de la production 2019 et des données collectées en 2018. Deux autres entités plus modestes, Viking Energy of Lincoln et Viking Energy of McBain aux États-Unis, ont été réintégrées en 2020 sur le même principe ;
- la méthodologie de calcul de la catégorie d'émissions indirectes "Achats de produits et services", dans "Autres émissions indirectes de GES", a été revue en 2021. D'une part, une formule de calcul relative à la prise en compte de l'inflation a été corrigée. D'autre part, des doubles comptages ont été identifiés et déduits des volumes de dépenses. Par ailleurs, un volume de dépenses non encore catégorisées a été pris en compte en extrapolant la nature de ces dépenses sur la base du volume déjà catégorisé. Cette extrapolation a permis d'estimer les émissions de GES associées à ce volume de dépenses non encore catégorisées. Suite à cette révision méthodologique, les données 2020 et 2019 ont été retraitées à des fins de cohérence. Ainsi, pour 2020, la catégorie "Achats de produits et services" passe de 18,6 Mt CO_2 à 9,5 Mt CO_2. Pour 2019, ce poste passe de 17,8 Mt CO_2 à 8,3 Mt CO_2 ;
- dans la catégorie d'émissions indirectes "Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des consommateurs finaux, hors marché)", le terme "consommateurs finaux" fait référence aux clients qui consomment eux-mêmes le gaz naturel acheté. Sont donc exclus du calcul les volumes vendus aux plateformes de négoce, aux revendeurs, aux Entreprises Locales de Distribution ou à d'autres intermédiaires non détenus par ENGIE.

3.5.4 Les actions du Groupe

3.5.4.1 Le changement climatique

Émissions directes

Les informations présentées dans cette Section et dans la Section 2.2.2 "Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux" rendent compte des risques financiers liés aux effets du changement climatique et des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas-carbone dans toutes les composantes de son activité telles que demandées par l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Par le développement d'un mix énergétique faiblement carboné [(1)] et des activités d'efficacité énergétique, le Groupe a placé la lutte contre le changement climatique et en faveur de la transition énergétique au cœur de son ambition stratégique. Ainsi, l'intensité carbone de la production d'énergie en 2021 s'établit à 187,3 gCO_2éq./kWh, en diminution de 11,8% par rapport à 2020 et de 57,7% par rapport à 2012. Quant aux émissions directes absolues de CO_2 éq. du Groupe, dites "émissions de scope 1", elles ont baissé de près de 1,07 million de tonnes en un an, passant de 38,6 à 37,5 millions de tonnes, soit une réduction de 3%.

Ces résultats témoignent de la volonté du Groupe de s'inscrire sur une trajectoire de ses émissions compatibles avec l'objectif de l'Accord de Paris de ne pas dépasser +2 °C à horizon 2050, ce qui correspond à une réduction de 85% d'ici 2050 de ses émissions directes par rapport à 2012 : objectif de désengagement total du charbon, croissance des énergies vertes (électricité renouvelable et biogaz).

De plus, le Groupe soutient les recommandations de la *Task-force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) pour plus de transparence sur les risques et opportunités liés aux impacts du changement climatique, suit les travaux émetteurs-investisseurs, et produira pour la première année un rapport TCFD dans le cadre de la publication de son cahier climat. Ce rapport TCFD sera amené à évoluer l'année prochaine pour intégrer les résultats des travaux d'évaluation financière en cours, comme requis par la TCFD. Le Groupe publie ses émissions de scopes 1, 2 et 3 (postes principaux) et répond chaque année au questionnaire du CDP (ex-*Carbone Disclosure Project*).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions totales directes de GES – Scope 1 □□	t CO_2 éq.	37 528 756	35 846 799	38 597 694	46 191 405
dont émissions de la production d'énergie	t CO_2 éq.	35 221 682	33 702 530	36 396 877	43 724 817
dont émissions directes de CH4	t CO_2 éq.	1 624 082	1 624 082	1 516 355	1 726 874
- Part de la Distribution de gaz	t CO_2 éq.	1 197 204	1 197 204	1 123 286	1 278 578
- Part du Transport de gaz	t CO_2 éq.	247 550	247 550	237 814	305 097
- Part du Stockage de gaz	t CO_2 éq.	92 691	92 691	78 678	80 678
- Part des Terminaux Méthaniers	t CO_2 éq.	86 637	86 637	76 577	62 521
dont autres émissions (véhicules, gaz fluorés, autre…)	t CO_2 éq.	682 992	520 186	684 462	739 714
Intensité carbone de la production d'énergie □□	kg CO_2 éq./ MWhéq.	187,3	180,6	212,4	220,0

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021*

(1) À La part de la production d'énergie à partir de sources non fossiles a augmenté de 87,5% en sept ans passant de 30,6% en 2015 à 57,4% en 2021

L'adaptation, via l'anticipation des impacts négatifs du changement climatique, est clé pour rendre ainsi les infrastructures et activités d'ENGIE plus résilientes face aux aléas naturels (multiplication des événements extrêmes du type inondations, sécheresses et autres manifestations plus progressives du type montée du niveau de la mer, hausse de la température). Ces risques engendrés par le changement climatique sont de différentes natures : risques physiques, risques de rupture des chaînes de valeur, risques de réputation, risques réglementaires.

Afin de se prémunir contre ces risques, ENGIE met en place des actions concrètes parmi lesquelles, à titre d'exemples : la construction d'un mur d'enceinte contre le risque de crue exceptionnelle sur le site de Tihange (Belgique), le projet de végétalisation pour éviter l'érosion des sols en cas de tempête au Mexique, le creusement de fossés et d'un bassin pour faire face au risque d'inondation au parc solaire de Capel Grande (Royaume-Uni).

Le Groupe a également mis en place une méthodologie pour aider ses différents sites à élaborer des plans d'action d'adaptation. L'utilisation d'outils, tels que le logiciel Aqueduct de gestion et d'analyse des risques eau et des zones de stress hydrique, aide le Groupe à identifier les risques à l'échelle locale et permet de définir des stratégies d'adaptation adaptées aux problématiques et caractéristiques de chaque site.

S'adapter au changement climatique génère de multiples effets bénéfiques pour ENGIE : l'anticipation des risques permet de mieux gérer les actifs, de diminuer les coûts et d'étendre son marché à des nouveaux produits et services.

Émissions indirectes

L'approche du Groupe en matière de comptabilité et de *reporting* des émissions de GES est basée sur la norme du GHG Protocol Corporate Standards (destinée aux entreprises) et la norme ISO 14064 (complétée par la norme ISO 14069). Ces normes constituent un cadre de référence internationalement reconnu.

ENGIE a procédé à une analyse des différentes catégories d'émissions afin d'identifier et de quantifier les catégories les plus pertinentes. À ce jour, les catégories ci-dessous ont été identifiées et quantifiées.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de "Scope 2") □□	**t CO_2 éq.**	**1 922 614**	**1 903 934**	**2 330 625**	**2 534 464**
Émissions indirectes liées à la consommation d'électricité	t CO_2 éq.	1 253 861	1 238 105	1 215 892	1 454 795
Émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid	t CO_2 éq.	668 753	665 829	1 114 733	1 079 669
Autres émissions indirectes de GES (dites de "Scope 3")	**t CO_2 éq.**	**126 904 619**	**121 806 153**	**124 679 358**	**124 319 451**
Chaîne amont des combustibles (émissions liées à l'énergie non incluses dans les catégories "émissions directes de GES" et "émissions indirectes de GES associées à l'énergie")	t CO_2 éq.	17 908 003	17 765 961	19 343 594	20 467 749
Investissement (émissions de GES des installations mises en équivalence)	t CO_2 éq.	31 465 816	31 465 816	31 150 692	31 127 157
Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des consommateurs finaux, hors marché)	t CO_2 éq.	65 548 797	65 548 797	61 496 829	60 882 185
Achats de produits et services	t CO_2 éq.	8 473 633	5 076 127	9 529 278	8 257 876
Immobilisations des biens	t CO_2 éq.	3 508 370	1 949 452	3 158 965	3 584 484

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021*

3.5.4.2 Les énergies renouvelables

Le renforcement des capacités du Groupe en énergies renouvelables se poursuit, pour la production d'électricité ou de chaleur, et dans le cas du biogaz pour la mobilité. Les capacités en énergie renouvelable des installations contrôlées par ENGIE (hors mises en équivalence et installations non consolidées) représentent en 2021, 20,07 GW équivalents électriques installés (GWéq).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) □□	MWééq.	20 069	20 008	17 289	16 315
Renouvelable – Électricité et Chaleur produites □□	GWhééq.	63 074	62 841	55 480	61 556
Énergie produite – part du grand hydraulique	Pourcentage	61,0%	61,2%	64,0%	71,8%
Énergie produite – part du petit hydraulique	Pourcentage	1,3%	1,3%	1,7%	1,4%
Énergie produite – part de l'éolien	Pourcentage	23,7%	23,8%	18,0%	12,3%
Énergie produite – part du géothermique	Pourcentage	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%
Énergie produite – part du solaire	Pourcentage	4,8%	4,8%	5,1%	3,2%
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	8,9%	8,6%	10,9%	11,1%
Renouvelable et Non Renouvelable – Électricité et Chaleur produites	GWhééq.	188 052	186 577	171 343	198 785
Part du renouvelable dans le total de l'électricité et de la chaleur produite	Pourcentage	33,5%	33,7%	32,4%	31,0%

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021*

3.5.4.3 L'efficacité énergétique

Pour les installations de production d'électricité, la performance énergétique est directement liée au rendement de l'installation qui influe sur sa rentabilité. Tout en respectant les réglementations environnementales et les contraintes de marché de l'électricité, les améliorations apportées au parc de production permettent d'optimiser son efficacité énergétique, et ainsi la consommation de matières premières. Ainsi, le remplacement d'anciennes turbines ou d'anciennes chaudières par des modèles récents a un impact positif immédiat sur l'efficacité d'une installation.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) □□	GWhééq.	318 311	313 840	284 606	342 573
Part du charbon/lignite	Pourcentage	10,04%	10,18%	10,12%	12,05%
Part du gaz naturel	Pourcentage	36,56%	36,32%	46,19%	42,31%
Part du fioul (lourd et léger)	Pourcentage	0,76%	0,73%	0,71%	0,70%
Part de l'uranium	Pourcentage	44,72%	45,36%	33,59%	35,85%
Part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	4,34%	4,23%	5,68%	5,57%
Part des autres combustibles	Pourcentage	3,25%	3,05%	3,37%	3,22%
Part des combustibles pour le transport	Pourcentage	0,33%	0,13%	0,33%	0,30%
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) □□	GWhééq.	8 846	8 781	8 697	9 244
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz) □□	Pourcentage	44,5%	44,7%	45,1%	45,0%

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021 (voir Section 3.11)*

3.5.4.4 L'énergie nucléaire

Le maintien d'un très haut niveau de sûreté des sept réacteurs nucléaires exploités par Electrabel est une priorité fondamentale du Groupe. En la matière, Electrabel attache également une grande importance à la limitation de l'impact (rejets, déchets) de ces installations sur leur environnement. Chaque centrale publie une déclaration environnementale annuelle sur le site internet d'Electrabel.

Les déchets issus des centrales nucléaires, notamment leurs déchets radioactifs, sont suivis par Electrabel, mais aussi par l'ONDRAF (l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies) et sa filiale Belgoprocess, qui sont chargés de la gestion des déchets radioactifs provenant des centrales nucléaires. La publication détaillée d'informations relatives aux volumes de combustibles ou de déchets radioactifs de haute activité est proscrite par l'Arrêté Royal belge du 17 octobre 2011 intitulé "Arrêté royal relatif à la protection physique des matières nucléaires et des installations nucléaires".

Les provisions relatives à l'aval du cycle du combustible nucléaire (opérations relatives au combustible après son utilisation dans un réacteur nucléaire) ainsi que celles relatives aux coûts de démantèlement des centrales nucléaires après leur fermeture sont reprises à la Section 6.2.2 – Notes aux comptes consolidés – Note 20.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions gazeuses radioactives					
Gaz rares	TBq	36,12	36,12	47,35	35,09
Iodes	GBq	0,03	0,03	0,04	0,02
Aérosols	GBq	0,27	0,27	0,25	0,26
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	m^3	186	186	225	149
Rejets liquides radioactifs					
Émetteurs Bêta et Gamma	GBq	11,46	11,46	16,50	17,21
Tritium	GBq	83,49	83,49	86,50	65,07

Les facteurs de risques relatifs à l'énergie nucléaire sont présentés à la Section 2.2.5 "Risques industriels".

3.5.4.5 L'eau

Acteur engagé dans la gestion de l'eau, ENGIE participe aux réflexions en cours sur le *corporate* risk disclosure et le *water stewardship* aux côtés d'organisations telles que le *CEO Water Mandate* du Pacte Mondial des Nations Unies et l'OCDE. Ces initiatives ont permis d'aboutir à une homogénéisation de définition et de la mise en œuvre du *water stewardship*. Le Groupe s'est donné un objectif de réduction des consommations d'eau à échéance 2030 et poursuit la mise en œuvre de plans d'action pour les sites présentant un enjeu de stress hydrique élevé ou extrême. En 2021, ENGIE s'est vu décerner la note A- par le *CDP Water Disclosure*.

Chaque année, dans le cadre de l'optimisation de sa production énergétique, ENGIE évalue le risque de stress hydrique pour les sites industriels du Groupe en utilisant l'index *Baseline water stress* et l'outil Aqueduct du *World Resource Institute* qui permet de cartographier différents

risques liés à l'eau. En 2021, 37 sites sont localisés en zone de stress hydrique extrême soit 4,7% des sites (hors solaire et éolien), pour lesquels des plans d'actions sont finalisés et en cours de déploiement. L'impact du stress hydrique est toutefois relatif en fonction de l'activité et des besoins en eau douce du site. Seuls 6 sites sur les 37 ont des besoins en eau douce importants (supérieur à 100 000 m³ /an). Pour les autres, l'enjeu est davantage de contribuer de manière indirecte à la préservation des ressources en eau, par exemple en proposant la réutilisation de l'eau à d'autres acteurs du bassin versant. Dès 2013, le Groupe a calculé l'empreinte eau dans l'analyse des cycles de vie de 1 kWh d'électricité, puis en 2016 celle de 1 kWh de gaz. L'ensemble des démarches engagées par le Groupe a permis de réduire de 71,5% ses prélèvements d'eau douce sur son activité de production électrique depuis 2012.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Eau douce					
Prélèvement total	Mm³	2 406	2 402	2 088	2 814
Rejet total	Mm³	2 340	2 336	2 039	2 746
Eau non douce					
Prélèvement total	Mm³	5 249	5 249	5 195	6 003
Rejet total	Mm³	5 218	5 218	5 167	5 976
Consommation totale	Mm³	96	96	77	94

3.5.4.6 Les déchets

Intégrant les recommandations d'un audit interne sur la gestion des déchets, ENGIE a traduit depuis, dans sa politique environnementale de 2017, sa volonté de réduire les quantités produites et celle d'augmenter le taux de valorisation de ses déchets.

Cette ambition se concrétise principalement par un taux de valorisation de plus de 84,2% pour les déchets non dangereux et de 15,3% pour les déchets dangereux en 2021. Les sites industriels du Groupe sollicitent activement les filières de valorisation locale même si celles-ci restent tributaires de débouchés commerciaux régis par la loi de l'offre et de la demande.

Concernant le gaspillage alimentaire et les déchets associés, seule la restauration collective des employés est concernée. Dans ce domaine, ENGIE sélectionne des sous-traitants ayant inclus des mesures de lutte contre le gaspillage alimentaire dans leur cahier des charges.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	t	2 881 300	2 849 189	2 857 579	3 440 457
Cendres volantes, refioms	t	1 674 129	1 673 325	1 583 111	1 719 517
Cendres cendrées, mâchefers	t	703 776	703 412	804 701	1 047 170
Sous-produits de désulfuration	t	69 841	69 841	66 332	120 365
Boues	t	21 269	16 237	25 221	21 360
Bois flotté	t	11 508	11 508	12 970	5 305
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	t	2 425 380	2 411 640	2 464 614	2 352 567
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	33 787	30 426	38 139	52 524
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	5 180	4 933	11 511	16 291

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021*

3.5.4.7 Les polluants atmosphériques

ENGIE met en œuvre une grande variété de techniques pour continuer à réduire ses émissions : réduction à la source grâce à un bouquet énergétique adapté ; optimisation de la combustion et traitements des fumées ; mise en place de filtres ou injection d'eau pour réduire les poussières ; installation de brûleurs bas-NOx ou injection d'urée (traitement secondaire) pour contrôler les oxydes d'azote ; choix de combustibles à très basse teneur en soufre pour réduire les émissions de dioxyde de soufre. Une forte amélioration avait notamment été observée en 2019 grâce à la réorientation du portefeuille d'actifs de production d'ENGIE.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions de NO_x	t	49 819	48 831	49 022	52 799
dont production d'énergie	t	49 574	48 586	48 752	52 469
Émissions de SO_2	t	106 028	105 984	119 584	124 276
dont production d'énergie	t	106 007	105 962	119 568	124 218
Émissions de poussières	t	5 820	5 693	6 312	4 662
dont production d'énergie	t	5 815	5 688	6 305	4 654
Émissions de mercure	kg	198,02	194,21	304,73	312,14
dont production d'énergie	kg	197,90	194,09	304,63	312,01

3.5.4.8 La gestion de la biodiversité

La biodiversité (faune, flore) constitue un patrimoine naturel essentiel au bien-être et à la santé humaine. ENGIE en dépend aussi du fait de son utilisation des ressources en biomasse et de la régulation des eaux et du climat assurée par la biodiversité.

La biodiversité est menacée par le changement climatique, la pollution, la modification des habitats, l'invasion d'espèces exotiques et la surexploitation des ressources. La fragmentation et les perturbations des habitats générées par l'emprise territoriale des sites et l'imperméabilisation des sols constituent le principal impact des activités d'ENGIE sur la biodiversité.

Afin de préserver la biodiversité, de remédier à ses impacts dans le cadre du processus "Éviter, réduire et compenser", le Groupe s'est engagé dès 2010 à intégrer la biodiversité dans sa stratégie et ses activités.

La restauration d'habitat naturel (haies, bandes enherbées, zones humides), la réduction des impacts des éoliennes sur la faune, le franchissement des ouvrages hydrauliques par les poissons, la contribution des bandes de servitude du réseau gaz aux continuités écologiques, la gestion différenciée des espaces verts sont des exemples d'objectifs et d'actions réalisés par le Groupe.

Pour suivre son engagement, le Groupe s'appuie sur l'expertise et la compétence de ses deux partenaires : le comité français de l'UICN (Union Internationale pour la Conservation de la Nature) et France Nature Environnement.

Depuis 2016, les plans d'action biodiversité sont intégrés à une démarche plus globale de gestion intégrée et concertée de l'environnement à l'échelle des sites pour l'ensemble des entités du Groupe. La méthode d'identification des sites en matière de biodiversité est basée sur leur proximité à une aire protégée.

En 2018, le Groupe a renforcé ses engagements à l'échelle internationale en adhérant à l'initiative "act4nature". Les engagements individuels pris dans ce cadre sont majoritairement atteints. Cette mobilisation se traduit notamment par l'animation du réseau interne d'experts en constante progression en termes de nombre de participants, la mise à disposition d'un outil de localisation des aires protégées et des sites (IBAT), ou encore la réalisation d'une brochure interne sur la biodiversité. Tous les détails sont disponibles sur le site internet.

En 2020, le Groupe renouvelle ses engagements en matière de biodiversité au travers des deux dispositifs "act4nature international" et "entreprises engagées pour la nature ".

Á fin 2021, tous les objectifs sont lancés et font l'objet d'un plan d'action, l'état d'avancement est actualisé annuellement (voir https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse/biodiversite).

3.5.4.9 La gestion des risques et des plaintes environnementaux

La gestion des risques environnementaux se décline en deux modules : la prévention des risques et la gestion de crise.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
% du CA pertinent couvert par un plan de prévention des risques environnementaux	84,2%	95,8%	82,7%	80,4%
% du CA pertinent couvert par un plan de gestion des crises environnementales	89,9%	95,1%	88,4%	85,2%

La gestion des plaintes environnementales est assurée par le Groupe. Une synthèse est donnée ci-dessous :

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Plaintes liées à l'environnement	13	11	6	10
Condamnations liées à l'environnement	2	2	2	1
Montant des indemnisations (*en milliers d'euros*)	697	697	14	13
Dépenses environnementales (*en milliers d'euros*)	632 836	529 243	553 019	466 365

Les plaintes reçues par des filiales d'ENGIE sont les suivantes :

- la personne morale INEO AQUITAINE a fait l'objet d'une convocation le 26/11/21 devant l'Office français de la biodiversité (OFB) pour des déchets "inertes" (cailloux et terres) stockés temporairement sur un terrain classé "habitat d'espèces protégées" en attendant leur transport vers une déchetterie ou leur utilisation comme remblai d'excavations. Le classement de ce terrain n'était pas connu d'INEO AQUITAINE ;
- sur un terrain appartenant au site de pompage-turbinage de Ffestiniog au Royaume-Uni, une planche d'un caillebotis s'est cassée au passage d'un promeneur ;
- des nuisances sonores ont été rapportées par un résident vivant à proximité du site de pompage-turbinage de Dinorwig au Royaume-Uni ;
- un épandage d'ammoniac (NH3) a été signalé lors d'une intervention d'ENGIE Refrigeration aux Pays-Bas ;
- en Belgique, les gestionnaires de parcs éoliens ont reçu deux plaintes pour nuisances sonores, deux pour des fuites d'huile, deux liées aux désagréments associés à l'effet stroboscopique des éoliennes et une pour des chutes de concrétions glacées ;
- deux plaintes ont été formulées aux États-Unis pour des nuisances sonores relatives à deux parcs éoliens.

Pour toutes ces plaintes, des évaluations ont été menées ou sont en cours et un dialogue a été engagé avec les parties prenantes.

Il faut encore noter une amende acquittée par le site de Leini en Italie consécutive au contrôle d'une cuve d'homogénéisation dont un échantillon d'eau a révélé un taux de sulfates supérieur aux normes en vigueur. La mise en conformité a été réalisée dans les délais requis.

Enfin, GRTgaz a été condamné le 1er février à une amende de 650 k€ et à la remise en état des lieux pour défaut de reboisement sur une piste de travail du gazoduc "Arc de Dierrey", en France.

En 2021, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à près de 633 millions d'euros.

3.5.4.10 Les nuisances

Toute activité industrielle est source de nuisances sonores. Afin de réduire ces impacts, les entités du Groupe effectuent régulièrement des travaux d'isolation phonique (capotage, barrières antibruit, confinement, etc.). Pour les projets plus récents, la réduction de cette nuisance potentielle est directement intégrée dès la conception.

Pour ses projets d'énergies renouvelables, en particulier dans l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, ENGIE réalise des études d'impact et propose des mesures d'accompagnement destinées à éviter, réduire ou compenser les éventuels impacts sonores et visuels. Les actions consistent par exemple à définir et mettre en œuvre des plans de bridage des turbines (arrêt ou réduction de puissance sur certains créneaux horaires et/ou pour certaines conditions de vent), à mener des actions spécifiques avec les constructeurs pour réduire la puissance acoustique des machines, à rechercher la meilleure insertion paysagère possible lors de la phase de conception et à réaliser, après construction, des plantations de végétation sur les sites ou chez les riverains lorsque l'impact visuel est avéré. À titre d'illustration, ENGIE s'est associé, en France, au projet "Respect" lancé dans le cadre des projets éoliens en mer du Tréport et des îles d'Yeu et de Noirmoutier pour mieux connaître les impacts biologiques liés aux empreintes sonores des projets et les réduire par le développement de technologies adaptées. Les résultats ont été intégrés dans les études d'impact et ont permis l'obtention des autorisations préfectorales en octobre 2018.

3.5.4.11 L'utilisation des sols

La protection du sol et des eaux souterraines fait partie intégrante de la politique environnementale du Groupe. Les conséquences environnementales liées à une pollution du sol peuvent s'avérer considérables, au même titre que les coûts des mesures ultérieures d'assainissement. Il est donc important de prévenir ce risque et de le couvrir par des provisions. Ces dernières s'élèvent à 1,176 milliards d'euros en 2021 et portent sur la réhabilitation de sites, le démantèlement d'installations non nucléaires et l'élimination programmée de produits. Dans ce domaine, ENGIE respecte la réglementation de chacun des pays dans lesquels le Groupe opère.

À titre d'exemple, une étude sur la pollution du sol de plusieurs sites de centrales électriques a été réalisée en Belgique. Les risques ont été évalués en collaboration avec les administrations environnementales compétentes et un projet d'assainissement est mis en place.

ENGIE détient plusieurs anciennes usines à gaz. Ces sites peuvent être touchés par les hydrocarbures, les métaux lourds et autres substances volatiles qui peuvent affecter la santé. Ils doivent donc être remis en état avant d'être réutilisés. En 1996, un plan de dix ans a fait l'objet d'un protocole entre Gaz de France et le gouvernement français pour la réhabilitation de ces sites qui sont depuis 2007 compatibles d'un point de vue sanitaire avec leur usage. Lors de la cession de ces anciens sites, ENGIE s'attache à vérifier que le projet de l'acquéreur est compatible avec le passif environnemental et industriel du site et que le risque pour l'environnement et les riverains est maîtrisé. Et pour l'ensemble des sites du Groupe, une surveillance des sols et des eaux souterraines est menée, conformément aux permis d'exploitation, afin de prévenir une éventuelle pollution.

Par ailleurs, pour renforcer l'ancrage territorial de ses activités, ENGIE a mis en place un dispositif structuré de dialogue avec ses parties prenantes, conforme aux principaux standards internationaux (AA1000, ISO 26000, principes du Pacte Mondial, lignes directrices de l'OCDE). Ce dispositif est fondé sur des rencontres régulières avec les ONG et associations, ainsi que sur le développement de partenariats de long terme en lien avec les activités d'ENGIE. Défini au niveau Groupe, le dialogue est décliné dans chaque hub régional, selon les spécificités locales, en termes d'enjeux, d'activités ou de réglementations. Dans le cadre de ses nouveaux objectifs RSE à horizon 2030, ENGIE s'est fixé pour ambition en 2020 de couvrir 100% de ses activités industrielles par un mécanisme structuré de dialogue et de concertation avec les parties prenantes.

Les gazoducs constituent la principale occupation des sols d'ENGIE. Ces conduites de gaz étant enterrées, elles ne fragmentent pas les habitats naturels mais peuvent néanmoins générer des conflits d'occupation des sols. Pour cette raison, GRTgaz établit en France des conventions de servitude amiables avec l'ensemble des propriétaires des terrains traversés suite à des phases de concertation (taux de signature de convention amiable régulièrement > 90% sur les projets). Ces conventions définissent les restrictions d'usage des sols pour les propriétaires (interdiction de construire à l'endroit des canalisations et de planter une végétation dépassant 2,70 m) en contrepartie d'indemnisation. Un travail plus spécifique est mené avec la profession agricole pour préserver l'usage des terres par les agriculteurs dans le cadre de leur activité professionnelle.

Pour le développement de nouveaux sites de production d'énergie renouvelable éolienne et photovoltaïque, le choix du site est primordial. La nature arable des terres est un élément essentiel pris en compte bien en amont du projet pour éviter tout conflit ultérieur. En France, les appels d'offres pour les centrales photovoltaïques se font sous l'égide de la Commission de Régulation de l'Énergie. Proposer une implantation sur des terres arables fait perdre de précieux points dans les appels d'offres et cela constitue une raison supplémentaire pour sélectionner d'autres types de terrains. Pour les parcs éoliens, un développement sur des terres cultivables est possible dans la mesure où un état des lieux est réalisé avant et après le projet par un expert agricole indépendant. Cela permet de définir la juste indemnisation à verser aux propriétaires ou aux exploitants agricoles pour l'utilisation de ces terres.

3.6 Informations sociétales

Le modèle de croissance responsable développé par ENGIE se fonde sur un dialogue structuré et adapté à l'ensemble des parties prenantes des activités du Groupe.

3.6.1 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats

ENGIE maintient un dialogue continu et proactif avec toutes les parties prenantes autour de ses activités industrielles. Sur la base des démarches existantes, le Groupe accompagne ses entités opérationnelles dans l'approfondissement et la structuration de leurs pratiques. Cela va de la mise en place de stratégies de dialogue jusqu'à leur déploiement opérationnel dans les équipes projet.

L'objectif est d'optimiser la performance et d'augmenter la création de valeur en privilégiant la prise en compte des attentes et besoins des territoires et l'appropriation des activités du Groupe par ses bénéficiaires.

Cet accompagnement permet aux activités industrielles de s'aligner avec le nouvel objectif de mise en place de plans de dialogue dans toutes les activités du Groupe à l'horizon 2030.

L'accompagnement repose sur une méthodologie Groupe qui s'adapte aux spécificités stratégiques, techniques et géographiques des activités opérationnelles. Elle est fondée sur des standards internationaux tels que l'ISO 26000, AA1000, l'IFC (*International Finance Corporation)* de la Banque Mondiale et les Principes d'Équateur.

Elle consiste d'une part en la sensibilisation et la formation des collaborateurs à la structuration du dialogue avec les parties prenantes en lien avec l'entité de formation du Groupe, ENGIE University. D'autre part la méthodologie consiste en un appui technique à la réalisation de plans d'actions de dialogue adaptés aux enjeux et attentes des territoires.

En 2021, la structuration du dialogue avec les parties prenantes a été intégrée dans différents programmes de formation d'ENGIE University. Ces formations ont été réalisées auprès d'un large public dans le cadre d'un spectre très divers de métiers tels que l'optimisation de la performance commerciale, la direction de projets de stockage de gaz et de géothermie, les fonctions centrales mais aussi dans le cadre de formations générales sur la durabilité.

Les différents espaces de dialogue ont été alimentés par la discussion autour de la trajectoire climatique d'ENGIE dans le cadre du Comité parties prenantes tenu par le Groupe sur cette thématique au premier semestre et autour des différentes problématiques que rencontrent les opérationnels sur les territoires dans le cadre de l'espace de recours.

Cette culture d'écoute et de dialogue se prolonge par des partenariats sociétaux et environnementaux avec notamment France Nature Environnement, Emmaüs et la Fondation ONE (Océan Nature et Environnement).

Au niveau international, ENGIE est membre du Pacte Mondial des Nations Unies dans la catégorie *Global Compact Advanced.*

3.6.2 Lutte contre la précarité

3.6.2.1 Précarité énergétique des clients particuliers

En 2021, ENGIE a contribué au Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) pour 6 millions d'euros. Environ 63 900 familles ont été aidées grâce ce fonds géré par les départements et/ou les métropoles. Le montant de l'aide moyenne accordée est de 230 euros.

Le portail Solidarité ENGIE, créé en avril 2018 et dédié aux travailleurs sociaux afin d'accompagner en toute autonomie nos clients en difficulté, a été bien plus utilisé en 2021 : 265 000 interactions entre les services sociaux départementaux et communaux et les équipes solidarité ENGIE contre 220 435 en 2020 (+20%).

ENGIE a créé un réseau de partenaires de médiation avec plus de 120 points d'accueil répartis sur le territoire à fin 2021. Les médiateurs de ces associations, formés par ENGIE, accueillent les clients en difficulté, les aident à comprendre leur facture, les conseillent sur la maîtrise de leurs dépenses d'énergie et peuvent les accompagner pour la mise en place de plans d'apurement ou les orienter vers les services sociaux pour l'instruction d'une demande d'aide.

Le Groupe a poursuivi en 2021 ses actions de sensibilisation à la sécurité des installations intérieures de gaz et aux économies d'énergie. Parmi ces actions figure le dispositif CIVIGAZ, mission de service civique créée et pilotée avec la Fondation Agir Contre l'Exclusion, qui a mobilisé en 2021 soixante-douze jeunes volontaires en service civique ayant réalisé plus de 6 100 visites à domicile. Outre la détection et la résolution de situations dangereuses liées au gaz, certains ménages en situation de précarité ont été réorientés vers des acteurs sociaux de l'énergie ou du logement. Le partenariat de GRDF avec Soliha (Solidaires pour l'Habitat), destiné à accompagner les ménages dans leur projet de rénovation de leur logement et dans la sécurisation de leurs installations intérieures de gaz, a été déployé en 2021 sur 16 territoires, permettant l'accompagnement de 500 familles dans leur projet d'amélioration de leur logement.

3.6.2.2 Fonds à impact environnemental et social "ENGIE Rassembleurs d'Énergies"

Le Groupe soutient l'entrepreneuriat social et les populations défavorisées à travers le fonds à impact social et environnemental ENGIE Rassembleurs d'Énergies. ENGIE Rassembleurs d'Énergies investit dans des entreprises sociales promouvant une croissance partagée et durable pour tous en s'appuyant sur une énergie propre et abordable et sur des modèles d'entreprise innovants durables.

Le fonds se déploie sur différentes thématiques qui conjuguent performance financière et fort impact social et environnemental : l'électrification solaire décentralisée individuelle ou collective en Amérique latine, en Afrique subsaharienne et en Inde, les solutions de cuisson propre et sécurisés avec notamment des solutions de biogaz dans les pays émergents ou le solaire concentré, l'efficacité énergétique pour le logement social en Europe, l'économie circulaire et plus récemment la mobilité durable et inclusive.

Fin 2021, les entreprises du portefeuille ont fourni un accès à une énergie propre et durable à plus de 6,5 millions de bénéficiaires dans le monde. Par ailleurs les entreprises du portefeuille ont généré plus de 27 000 emplois directs et indirects dont 50 % des femmes. 20 000 salariés du Groupe ont investi une partie de leur épargne dans le FCPE Solidaire ENGIE Rassembleurs d'Énergies donnant ainsi un sens à leur épargne en lien direct avec leur métier.

Les 22 entreprises actives du portefeuille opèrent sur quatre continents (Europe, Afrique, Asie et Amérique latine) et dans une vingtaine de pays. Ces entreprises couvrent 11 objectifs de développement durables à travers un large éventail de technologies qui répondent à la problématique de la croissance inclusive notamment grâce à l'accès à l'énergie durable et à la réduction de la précarité énergétique. À travers elles, Rassembleurs d'Énergies apporte des solutions à des populations vulnérables. En 2021, le fonds s'est efforcé de soutenir les entreprises de son portefeuille affectées par la crise économique et a finalisé la cession de sa participation dans une entreprise qu'il accompagnait depuis 2013. Fin 2021, ENGIE Rassembleurs d'Énergies a engagé un total de 38 millions d'euros.

3.6.2.3 Fondation d'Entreprise ENGIE

Les trois grandes priorités de la Fondation ENGIE sont :

- aide à l'enfance – éducation ;
- accès de tous à l'énergie – sauvegarde de la biodiversité ;
- lutte contre la pauvreté et emploi.

Créée en 1992, l'ambition de la Fondation ENGIE est de donner une chance à ceux qui n'en ont pas - publics éloignés ou fragiles – d'incarner l'engagement sociétal d'ENGIE dans le champ des solidarités, de faire vivre les valeurs et la raison d'être du Groupe. La Fondation ENGIE a renouvelé son mandat en octobre 2020 pour cinq ans avec une dotation annuelle de 7,8 millions d'euros.

Pour répondre aux grands défis, la Fondation ENGIE s'appuie sur l'engagement des collaborateurs et notamment les ONG internes d'ENGIE (Energy assistance (France, Belgique, Italie et Monaco)), avec trois priorités :

- agir avec impact ;
- contribuer aux enjeux sociétaux, être au cœur des territoires et
- donner l'énergie des possibles pour permettre aux projets de se réaliser dans les domaines de l'enfance et la jeunesse, la solidarité et l'environnement.

Prendre soin de la vie et de notre planète, c'est ce qui anime la Fondation ENGIE depuis près de 30 ans. Avec 30% de ses projets dédiés à l'accès à une énergie renouvelable et durable et à la biodiversité en 2021, la Fondation ENGIE s'engage année après année en faveur de l'environnement. Son objectif est de participer à des projets ambitieux, à impact et contribuant à l'effort collectif de l'Agenda 2030 à travers la réalisation des Objectifs de Développement Durable (ODD).

Dans le domaine de la biodiversité et du climat, la Fondation ENGIE a notamment soutenu le projet *Great Bubble Barrier* pour dépolluer une rivière à Porto au Portugal, ou encore le lancement de la plateforme Biodiversité et Océans avec l'association *Respect Ocean*.

En 2021, la Fondation ENGIE a soutenu plus de 110 projets à travers le monde avec plus de 400 000 bénéficiaires.

3.6.3 Transition juste

En cohérence avec sa raison d'être, ENGIE prend en compte dans son action les impacts sociaux de la transition énergétique.

Si la transition vers une économie net zéro est porteuse de nombreuses externalités positives, elle comporte également des défis sociaux majeurs en particulier dans le secteur de l'énergie : pertes d'emplois dans des secteurs tels que l'extraction ou la production fossiles et hausse des prix de l'énergie impactant notamment les ménages les plus pauvres.

Il importe ainsi de mettre l'accent sur la création de nouvelles filières, avec des opportunités à la fois pour la main-d'œuvre existante et pour les nouveaux entrants.

L'Organisation internationale du Travail (OIT) a ainsi défini le concept de "transition juste" comme une stratégie visant à atténuer les conséquences sociales négatives de la transition vers des modèles économiques durables et à maximiser les aspects positifs d'une transition vers une économie à faible émission de carbone.

Conformément à l'Accord de Paris sur le changement climatique, ENGIE s'engage dans une transition vers le net zéro en 2045 en veillant aux conséquences pour la main-d'œuvre et la création de travail décent et d'emplois de qualité, conformément aux priorités de développement définies au niveau national.

À cet égard, ENGIE met en œuvre des principes de transition juste au profit des travailleurs, consommateurs, communautés et fournisseurs.

Les principes de transition juste pour les travailleurs consistent en l'attractivité et le développement des talents, l'inclusion des travailleurs et leurs représentants dans le processus de transition juste, l'accompagnement et la formation des travailleurs, la fourniture de prestations sociales.

ENGIE Univerity a lancé *la Sustainability Academy* : l'un des objectifs de cette initiative est de mettre en avant l'expertise et l'engagement des collaborateurs du Groupe à prendre en compte les questions de durabilité dans leurs métiers. Un autre objectif est de partager cette expertise avec l'ensemble de l'entreprise et son écosystème. La *Sustainability Academy* propose plusieurs niveaux de formation, allant de l'acculturation à l'expertise et sera basée sur différents formats.

En novembre 2020, ENGIE a également ouvert un centre de formation en apprentissage dédié à la transition énergétique

et aux métiers du climat. Grâce à des partenariats avec le Lycée Raspail et le centre de formation en apprentissage AFORP, le nouveau centre vise à faire des programmes d'alternance la voie d'excellence pour accéder aux futurs métiers du Groupe et accélérer sa stratégie vers le Net Zero Carbone.

Le Groupe déploie aussi des mesures de protection des employés avec le lancement d'un programme mondial de couverture sociale, "*ENGIE Care*", qui couvre quatre domaines clés à travers le monde. Ce programme, qui est créé avec les fédérations syndicales internationales, vise à fournir à chaque employé, partout dans le monde, une protection sociale basée sur quatre domaines clés : hospitalisation, couverture du décès, invalidité (permanente et totale), congé parental (paternité et maternité).

Pour les consommateurs, ils reposent sur des initiatives en faveur d'une énergie abordable.

ENGIE propose des offres gratuites - ou ne nécessitant que quelques euros – permettant au consommateur de suivre sa consommation, de bénéficier de conseils personnalisés, de gérer selon un budget cible ou de contrôler à distance sa consommation et son confort.

ENGIE encourage ses clients en les rémunérant pour leurs actions en faveur des économies d'énergie (*My Program To Act* qui rémunère sous forme de kiloacts les gestes écoresponsables. Ces kiloacts peuvent ensuite être réinvestis par les clients dans des actions RSE).

Pour les communautés, ils ont trait à la création de valeur locale et durable, au développement de nouvelles filières industrielles ayant des retombées positives pour les territoires et contribuant à leur résilience, à un processus robuste de consultation avec les parties prenantes et à la conclusion de partenariats.

L'usine de biogaz d'Aumaillerie, mise en service en 2020, est un projet de territoire typique développé par ENGIE BIOZ. Basée à Fougères (Bretagne), cette unité traite un mélange d'effluents d'élevage et de résidus agroalimentaires, en partenariat avec des agriculteurs et des entreprises locales, pour une capacité de production de 20 GWh/an, soit l'équivalent de la consommation annuelle de 2 000 ménages. Elle fournit près de 20% du gaz consommé localement. Trois personnes travaillent sur le fonctionnement du site. 150 personnes ont participé au financement du projet, levant 500 000 euros. L'objectif de financement a été atteint en quelques semaines, signe de l'attractivité du projet.

Le parc PV de La Tieule, Drôme (EG) est également un instrument inclusif avec des répercussions sociales et économiques positives sur le territoire : co-activités multiples (ruches, plantes mellifères), collaboration avec un ESAT pour la production de miel biologique et de haies aromatiques, éco-pâturage.

Enfin, pour nos fournisseurs "préférés", ENGIE les encourage à s'engager dans une trajectoire de décarbonation alignée ou certifiée SBTi.

3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs

Les fournisseurs et sous-traitants constituent une partie prenante essentielle dans la chaîne de valeur du Groupe.

La fonction Achats du groupe ENGIE a défini une ambition déclinée selon les axes suivants :

- être un contributeur de la performance opérationnelle du Groupe en proposant aux opérationnels un panel de fournisseurs compétitifs et différenciants ;
- être le garant des engagements du Groupe vis-à-vis de ses fournisseurs ;
- contribuer à la démarche RSE et à la neutralité carbone du Groupe ; et
- développer les talents et les compétences clefs de la filière Achats et valoriser cette fonction dans les parcours au sein du Groupe.

Pour porter cette ambition, la fonction Achats s'appuie sur un système de management structuré autour :

- d'une **Charte Achats** : ce document public (https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2022-01/CharteAchats_ENGIE_2021-007_FR.pdf) partagé avec les fournisseurs est l'expression de l'implication d'ENGIE. Il précise notamment l'exigence du Groupe quant à :
  - l'engagement des fournisseurs en matière de santé et de sécurité,
  - l'engagement des fournisseurs pour des relations éthiques dans les affaires, la prise en compte de la responsabilité sociale, et le respect des dispositifs embargos et anti-corruption,
  - la recherche d'offres compétitives et de solutions durables et innovantes ;
- d'une **Gouvernance Achats :** ce document interne définit pour l'ensemble du Groupe les principes de gestion des dépenses externes et précise les règles de fonctionnement des Achats. Elle vise à renforcer la ségrégation des tâches entre les acheteurs et les prescripteurs, tout en encourageant leur coopération dans les activités de sélection des meilleures offres.

Les exigences de ces deux documents ainsi que celles plus générales du Groupe sont déclinées dans les processus opérationnels. Ces processus couvrent la gestion des catégories d'achats et des panels fournisseurs ainsi que les étapes de l'achat et de l'approvisionnement. Ils intègrent les exigences de : la Charte éthique, la Politique de responsabilité sociétale d'entreprises *Global Care,* du Code de conduite de la relation avec les fournisseurs et de la Politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants directs.

La fonction Achats participe à l'atteinte des objectifs du Groupe à horizon 2030 par une démarche d'achats durables portée par des actions auprès des fournisseurs d'équipements dans tous les segments d'activités. Ces objectifs constituent un jalon et s'inscrivent eux-mêmes dans l'ambition du Groupe d'atteindre la neutralité carbone en 2045.

En 2020, la Direction des Achats Groupe a fixé deux objectifs RSE qui seront ultérieurement déclinés dans l'ensemble de son système de management.

Intitulé objectif	Critère	Objectif 2025	Objectif 2030
1. Décarbonation des principaux fournisseurs	250 Fournisseurs Préférentiels alignés ou certifiés SBT	25%	100%
2. Développer les Achats Responsables	Évaluation RSE des fournisseurs mesurée par le taux des fournisseurs préférentiels et majeurs avec une note ECOVADIS supérieure au niveau "risque RSE maitrisé"	70%	100%
	Promotion des Achats inclusifs mesurée par la part des achats inclusifs alignés avec les recommandations du GT3. Un groupe de travail composé de sociétés françaises (BnpParibas, Accor, Crédit Agricole, Danone, etc.)	60%	100%

Pour atteindre ces objectifs, la fonction Achats met en œuvre des processus opérationnels en suivant des étapes clés selon un mode *Plan-Do-Check-Act* :

- analyse des risques et opportunités par catégorie d'achats priorisée par pays, réalisée à partir d'une matrice de risque élaborée en partenariat avec EcoVadis ;
- définition de plans de mitigation et de critères de qualification des fournisseurs résultant de l'analyse ci-dessus. L'engagement RSE des fournisseurs est évalué à travers quatre dimensions : éthique, droits humains, environnement et achats durables. Ces plans peuvent intégrer des actions de type audits documentaires ou des audits sur site ;
- mise en place de clauses contractuelles spécifiques pour renforcer nos exigences. Celles-ci peuvent intégrer des systèmes de pénalités en cas de non-respect ;
- mesure de la performance délivrée par les fournisseurs réalisée périodiquement dans le cadre des *business reviews* et révision des plans d'amélioration associés.

Ces quatre étapes sont vérifiées via les processus de contrôle interne et d'audit afin d'assurer l'amélioration continue de la démarche.

Les actions de la Direction Achats portent en priorité sur les fournisseurs préférentiels du Groupe (~250), puis les fournisseurs majeurs de chaque GBU du Groupe (~1 350) ce qui représente environ 20% de la dépense totale. La Direction des Achats a pour ambition d'élargir progressivement ces deux panels fournisseurs afin de couvrir environ 80% des dépenses totales.

L'atteinte de ces objectifs ambitieux est soutenue par un programme progressif de formation continue au sein de la fonction Achats et au cœur des entités du Groupe.

En 2021, le plan de formation a mis l'accent sur :

- la mise en œuvre de la politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants au sein des entités ;
- l'éthique et les relations fournisseurs ;
- la formation en ligne obligatoire à trois modules, pour l'ensemble de la fonction achat :
  - fraude et Corruption, tolérance zéro,
  - notre Groupe, notre Éthique,
  - droit de la concurrence.

Compte tenu du contexte sanitaire, ces formations ont été réalisées en vidéo conférence et via la plate-forme de formation en ligne *ULearn*. Cette méthode d'apprentissage a permis d'atteindre un public plus large.

Par ailleurs, ces sujets RSE sont régulièrement intégrés aux rites managériaux de la filière Achats, ainsi qu'aux rendez-vous organisés auprès des prescripteurs et opérationnels impliqués dans le processus Achats.

3.8 Éthique et

Les dirigeants du Groupe portent et supervisent la politique éthique et *compliance* du Groupe, et en garantissent la bonne application. Un message de "tolérance zéro" envers tout manquement à l'éthique et plus particulièrement envers toutes formes de fraude et de corruption est régulièrement porté par la Directrice Générale. L'ensemble des responsables à tous les niveaux du Groupe portent le même message.

Les principes d'action d'ENGIE reposent sur les textes de référence internationaux. L'ensemble des mesures du Groupe permettant de prévenir et de lutter contre la corruption s'y conforment. Il en est de même pour la stratégie du Groupe relative au respect des droits humains et pour son programme de protection des données personnelles.

Le Groupe a pris des engagements anticorruptions volontaires. ENGIE est membre du Pacte mondial des Nations Unies dont le dixième principe concerne la lutte contre la corruption. ENGIE adhère également à la Section française de l'ONG *Transparency International*.

3.8.1 Gouvernance éthique et *compliance*

Le Conseil d'Administration, via son Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD), supervise l'éthique et la *compliance* au sein du Groupe.

Le Comité de la *Compliance* évalue le traitement des incidents éthiques et assure le suivi de l'évolution du dispositif éthique et *compliance* du Groupe. Il réunit, au niveau Groupe, la Secrétaire Générale, le Directeur des Ressources humaines et les Directeurs des Directions suivantes : Éthique, *Compliance & Privacy,* Audit Interne, Contrôle Interne et Juridique.

La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* Groupe (DECP) est rattachée fonctionnellement à la Secrétaire Générale du Groupe à qui elle rapporte. La DECP pilote l'intégration de l'éthique dans la stratégie, le management et les pratiques du Groupe. Elle propose les politiques et procédures du Groupe en matière d'éthique et de *compliance*. Elle accompagne leur mise en œuvre à tous les niveaux du Groupe. Elle coordonne la mise en place du plan de vigilance du Groupe (voir Section 3.9) et traite les alertes issues de la procédure Groupe qu'elle pilote. La DECP anime le réseau des *Ethics & Compliance Officers* (en 2021 : plus de 230 personnes) et des *Data Privacy Managers* (en 2021 : plus de 130 personnes) dans l'ensemble du Groupe.

Les *Ethics & Compliance Officers* et des *Data Privacy Managers* s'assurent notamment de la mise en œuvre du dispositif Ethique et *Compliance* et du dispositif *Data Privacy* du Groupe au niveau de leurs entités. Leurs activités relèvent de la responsabilité du directeur général ou manager des entités pour lesquelles elles interviennent.

Depuis 2018, la DECP est la direction compétente pour toutes les questions nécessitant la mise en place d'une procédure de *compliance* et, en tout premier lieu, sur la prévention et lutte contre la fraude et la corruption. Elle est également en charge de la protection des données personnelles ainsi que du contrôle de l'export et des embargos et de la représentation d'intérêt.

3.8.2 Évaluation des risques

L'évaluation des risques éthiques est intégrée à la démarche d'analyse de risques du Groupe (*Enterprise Risk Management* - ERM) (voir Section 2.1.1). Cinq risques éthiques sont identifiés : corruption, atteinte aux droits humains, non prise en compte des règles de concurrence et/ou d'embargo, fraude et insuffisance de pilotage de l'éthique. La démarche d'analyse de risques du Groupe inclut aussi le risque *Data Privacy*. Elle vise notamment le risque lié aux atteintes aux données personnelles et le risque de non-conformité au Règlement Général sur la Protection des Données (RGPD).

Le processus d'évaluation du risque corruption, d'atteinte aux droits humains, et du risque *Data Privacy* s'appuie sur une méthodologie d'analyse commune au périmètre de toutes les GBU du Groupe. Le Groupe a notamment développé une grille d'autodiagnostic sur le risque corruption et une check-list sur le risque de violation des droits humains. Il a également émis des lignes directrices relatives à l'évaluation du risque d'atteinte aux données personnelles.

3.8.3 Textes de référence

La politique éthique et *compliance* d'ENGIE vise à développer une culture et une pratique de l'éthique fondée sur :

3.8.3.1 Le Code d'ENGIE : la Charte éthique et le Guide pratique de l'éthique

La Charte éthique fixe le cadre général dans lequel doit s'inscrire le comportement professionnel de chaque collaborateur. Elle précise les quatre principes éthiques fondamentaux d'ENGIE. Elle décrit en outre l'organisation éthique et *compliance* du Groupe.

Le Guide pratique de l'éthique détermine la mise en œuvre de l'éthique au quotidien. Il intègre la décision du Groupe de s'interdire tout financement d'activités politiques.

Ces deux documents constituent le Code éthique, applicable à tous les collaborateurs du Groupe. Ils sont partagés avec les parties prenantes externes.

Les travaux de refonte de la Charte éthique ont débuté en 2021 et la nouvelle Charte éthique sera présentée en 2022.

3.8.3.2 Le référentiel Intégrité

Le référentiel "Intégrité" rassemble les politiques et procédures dédiées à la prévention de la fraude, de la corruption et du trafic d'influence. L'ensemble des procédures d'évaluation éthiques a été revu en 2018 et 2019. Ainsi, les parties prenantes des projets d'investissement, les bénéficiaires de mécénats et de parrainages, les fournisseurs et les consultants commerciaux font l'objet d'une action préventive renforcée.

Á partir de fin 2021, les nouvelles personnes recrutées aux positions les plus exposées au risque de corruption font également l'objet de vérifications éthiques.

En 2020, le Groupe a réformé la politique cadeaux-invitations. Il a également déployé un nouveau registre des consultants commerciaux. Enfin, le Groupe a créé un nouveau registre cadeaux-invitations qui a été déployé en 2021. Ces registres sont entièrement digitalisés, communs à toutes les entités du Groupe et conçus comme des outils de pilotage et de suivi.

3.8.3.3 Le référentiel et la politique Droits Humains

Le référentiel et la politique "Droits Humains" rassemblent les engagements d'ENGIE en matière de respect des droits humains internationalement reconnus. Ce dispositif précise les processus opérationnels d'analyse et de gestion des risques. Il permet ainsi au Groupe d'exercer sa vigilance sur les impacts de ses activités au regard des droits humains de toute personne. Le référentiel et la politique constituent le socle du volet droits humains du plan de vigilance du Groupe (voir aussi la Section 3.9).

3.8.3.4 Le référentiel Conformité Éthique

Le référentiel "Conformité Éthique" précise la méthodologie de déploiement du dispositif éthique et *compliance* du Groupe et l'évaluation de l'état de conformité. Il rassemble également les dispositifs de conformité du Groupe en matière d'embargo, de contrôle export et en droit de la concurrence.

Depuis 2017, le Groupe dispose d'un dispositif de conformité propre au suivi des actions de représentation d'intérêt. Conformément à la loi du 9 décembre 2016, ce dispositif permet aux entités du Groupe de respecter leur obligation de déclaration auprès de la Haute Autorité pour la Transparence de la Vie Publique (HATVP).

Depuis 2017 le référentiel du Groupe vise par ailleurs également la conformité en matière de protection des données personnelles, conformément aux exigences du Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles. Dans ce contexte le Groupe a défini des procédures et des revues en 2019 et les a complétées en 2020.

Enfin, des lignes directrices relatives à l'identification de signaux faibles en matière éthique ont été déployées dans le Groupe en 2019.

3.8.3.5 Les Codes de conduite

Des codes de conduite appliquent les engagements éthiques d'ENGIE aux activités ou pratiques professionnelles. Parmi ces codes de conduite figurent le "Code de conduite de la relation avec les fournisseurs" et le "Code de conduite en matière de lobbying".

Les documents sont disponibles sur le site internet d'ENGIE au lien suivant : https://www.engie.com/Groupe/ethique-et-compliance.

3.8.4 Signalement et rapport des incidents éthiques

Une nouvelle politique du Groupe relative aux lanceurs d'alerte a été définie en 2017. Elle intègre les exigences légales de la loi Sapin 2 et celles de la loi relative au devoir de vigilance. Le 1er juillet 2018, une nouvelle procédure de recueil des alertes au moyen de courrier électronique à l'adresse : ethics@engie.com et d'un numéro de téléphone dédié a été mise en place au niveau Groupe. Ces deux canaux de signalement sont externalisés à travers l'appui d'un prestataire externe qui est en charge du recueil des alertes. Cette nouvelle procédure a été ouverte à tous les collaborateurs du Groupe au niveau mondial le 1er janvier 2019. Les alertes peuvent être reçues en plusieurs langues et le service est accessible 24h/7j.

Ce dispositif est présenté sur le site internet du Groupe au lien suivant : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositif-alerte. Il complète les autres voies de signalement éthique accessibles à tout collaborateur et à toute personne extérieure au Groupe.

Les alertes et les rapports managériaux de dysfonctionnements éthiques sont suivis à travers *My Ethics Incident*, un outil digital de collecte d'incidents éthiques déployé dans l'ensemble des entités du Groupe. Sont concernés sept domaines : intégrité comptable et financière, conflits d'intérêts, responsabilité sociale et droits humains, éthique des affaires, information confidentielle, protection du patrimoine immatériel, et données personnelles. En 2021, 187 saisines dans le cadre de la procédure d'alerte du Groupe ont eu lieu (201 en 2020, 183 en 2019) et 277 rapports managériaux d'incidents éthiques ont été remontés au niveau de la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* Groupe (283 en 2020, 282 en 2019, 218 en 2018). Le Groupe présente des informations plus détaillées sur les domaines éthiques concernés et sur les sanctions appliquées sur la page internet https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/conformite-ethique.

3.8.5 Formations

Le Groupe a mis en place un plan de formation éthique et compliance obligatoire visant l'ensemble des collaborateurs du Groupe. Il est adapté selon les fonctions et activités des collaborateurs concernés. Il est appuyé par un guide de cartographie des populations les plus exposées au risque de corruption. Le Groupe a également déployé en 2020 un nouvel outil digital permettant de suivre à tous les niveaux du Groupe l'état d'avancement des formations digitales (vidéos et *e-learning*) des collaborateurs du Groupe.

Tous les collaborateurs du Groupe doivent suivre un parcours composé de vidéos de formation qui présentent les thèmes à forts enjeux éthiques : cadeaux invitations, corruption, lanceurs d'alerte, conflits d'intérêts. Les collaborateurs les plus exposés au risque de corruption doivent effectuer un parcours de formation qui leur est propre. Ce parcours s'appuie sur des modules *e-learning* du Groupe qui permettent d'approfondir les connaissances des enjeux éthiques du Groupe, notamment en ce qui concerne la fraude, la corruption et le droit de la concurrence. Enfin, les cadres managers ("GMR") doivent participer en plus au séminaire sur la prévention de la fraude et de la corruption (à fin 2021, 96% des GMR ont participé à ce cursus). Les membres de la filière éthique et *compliance* doivent suivre le même parcours.

Par ailleurs, les acheteurs, sont formés spécifiquement aux enjeux liés aux risques de fraudes, corruption et devoirs de vigilance dans le cadre d'une formation spécifiquement dédiée (voir Section 3.7). En 2021, l'accent a été mis sur la mise en œuvre de la politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants au sein des entités. Les formations présentielles dans le domaine du droit de la concurrence se sont multipliées en 2020 et 2021. Les formations visant à prévenir le risque de fraude et de corruption auprès des personnes en charge des relations institutionnelles en France et les formations pour les *Data Privacy Managers* se sont poursuivies en 2021. Il en va de même pour la formation relative aux droits humains (voir Section 3.9.1.1).

3.8.6 Contrôles et certifications

Le suivi de la mise en œuvre de la politique en matière d'éthique et de *compliance* repose sur une procédure de conformité annuelle. Dans ce cadre, les *Ethics & Compliance Officers* produisent un rapport faisant état des travaux et progrès réalisés par leur entité en la matière. Ce rapport est remis à l'entité de rattachement. Il est accompagné d'une lettre de conformité du manager certifiant son engagement envers le dispositif éthique et *compliance* pour son organisation. Le Directeur Éthique, *Compliance & Privacy* effectue une évaluation bilatérale des activités et des risques propres à chaque entité organisationnelle rattachée à une GBU en début d'année. Le rapport annuel consolidé qui résulte de ce processus est présenté au Comex du Groupe et au CEEDD.

Cette procédure de conformité s'intègre dans une procédure de contrôle plus globale. Celle-ci repose notamment sur les campagnes annuelles du contrôle interne qui évaluent le niveau de mise en œuvre des politiques éthiques, embargos et données personnelles. Elle s'appuie également sur les contrôles des politiques qui sont intégrées dans les campagnes d'audit interne.

Le Groupe est également engagé dans des processus d'audits externes de son dispositif éthique et *compliance*. Il a obtenu en 2015 la certification de son dispositif anti-corruption délivrée par le cabinet Mazars et par l'ADIT. En 2018, ENGIE a obtenu la certification ISO 37001 (systèmes de management anticorruption) d'ETHIC'Intelligence, un organisme de certification accrédité. Cette certification a été renouvelée en 2019 et en 2020 à la suite d'audits de surveillance. En 2021, ENGIE a lancé sa 2e campagne d'audit de certification ISO 37001 avec le concours de EuroCompliance, un organisme de certification accrédité. Le Groupe a ainsi reçu sa 2e certification ISO 37001 en 2021. Tous ces audits ont été effectués au niveau du Groupe et dans plusieurs entités opérationnelles représentatives des activités du Groupe.

3.9 Plan de vigilance

Conformément à la loi 2017 399 du 27 mars 2017, cette section présente de manière synthétique les grandes lignes du plan de vigilance du Groupe. Une version développée du plan de vigilance, de son compte rendu ainsi que les détails des politiques et actions sont disponibles sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures.

Ce plan regroupe l'ensemble des mesures mises en place par ENGIE SA pour prévenir les risques liés à ses activités et celles de ses filiales contrôlées. Il vise les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi qu'envers l'environnement. L'adhésion du Groupe aux standards internationaux est le socle minimal des engagements que le Groupe entend appliquer partout où il opère.

Ces démarches ainsi que le dispositif d'alerte commun sont déjà déployées depuis plusieurs années. Pleinement adossé sur l'organisation éthique, il bénéficie d'un pilotage, d'une gouvernance et d'un suivi dédiés.

3.9.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement

Le Groupe exerce sa vigilance au moyen de politiques couvrant l'ensemble des enjeux et des procédures d'identification et d'évaluation des risques. À partir de ces procédures, des objectifs et des dispositifs de suivi et d'évaluation de leur efficacité sont mis en place.

3.9.1.1 Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains

Les risques majeurs d'impacts négatifs sur les droits humains de tout individu liés aux activités du Groupe concernent les droits fondamentaux des travailleurs. Ils visent les risques suivants : le détail des risques est accessible via https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures.

Droits fondamentaux des employés

- Conditions de santé-sécurité
- Liberté d'association
- Non-discrimination
- Lutte contre le travail forcé
- Durée du travail
- Conditions d'hébergement des travailleurs
- Vie privée

Droit des communautés locales

- Santé des populations environnantes
- Conditions de vie des populations environnantes (nourriture, eau, logement, culture, accès aux ressources…) et au droit à un environnement sain
- Relogement des populations
- Lutte contre la répression des opposants au Groupe

Sous-traitance/ fournisseurs/ partenaires

- Conditions de travail et santé et sécurité des sous-traitants
- Approvisionnement en énergie
- Traçabilité et approvisionnement des matériaux utilisés pour les produits et services du Groupe
- Pratiques des partenaires commerciaux dans les projets

Conditions de sécurité des employés et des sites

- Pratiques des forces de sécurité privées ou publiques dans l'exercice de leur mission de sécurité, et en particulier pratiques relatives à l'usage de la force
- Conditions de sécurité des employés dans les pays à risques

La politique droits humains du Groupe, en place depuis 2014 et en évolution permanente, explicite les engagements du Groupe et prévoit des processus réguliers d'identification et de gestion des risques. Toutes les entités doivent notamment évaluer annuellement leurs activités au regard de leurs impacts sur les droits humains via une grille d'autodiagnostic dédiée (voir Section 3.8.2). Elles doivent également apprécier toute nouvelle activité commerciale via une grille dédiée visant à identifier les facteurs de risques propres à l'activité envisagée.

Les risques sont évalués selon le pays, l'activité, la présence de populations vulnérables, les produits/services utilisés, ou encore le type de relations commerciales. Certains partenaires (voir Section 3.9.2) font aussi l'objet de *due diligence* éthique incluant explicitement les droits humains.

En 2021, les entités de deux régions importantes, Amérique du Sud (SOUTHAM) et Asie - Moyen-Orient - Afrique (AMEA), ainsi que GEMS et Tractebel ont été évalués comme à risque en matière de droits humains, en raison des pays concernés ou du secteur d'activité. Les risques identifiés font l'objet au niveau opérationnel de plans d'actions spécifiques décrits sur le site internet mentionné ci-dessus. Une formation présentielle sur la démarche droits humains du Groupe a été développée en 2019 et cible des opérationnels et managers directement concernés par ce sujet. Un nouveau module *e-learning* sur les droits humains pour tous les collaborateurs a également été déployé depuis plusieurs années.

Le suivi de l'application de ces processus est intégré dans le rapport de conformité éthique (indicateurs quantitatifs) et dans le système de contrôle interne (voir Section 3.8.6).

Résultats 2021	634 collaborateurs formés aux droits humains en présentiel parmi lesquels 64% de fonctions opérationnelles, dont la moitié d'entre eux provient d'entités à risque, et 21 178 collaborateurs formés en *e-learning*.
Contrôle interne (Section 2.3)	71,2% des entités du Groupe ont évalué le déploiement du plan de vigilance à leur niveau comme effectif (1). 88,3% des entités qui ont évalué le déploiement de la politique droits humains ont considéré que le déploiement est effectif (1).
Rapport de conformité éthique	95% : Couverture de la fiche annuelle des risques droits humains. 100% : Nombre de *due diligence* (avec risque droits humains) sur les partenaires dans le cadre des comités d'investissement du Groupe.

(1) Niveau 4 maximal selon le référentiel de contrôle interne

3.9.1.2 Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité et à la sûreté des personnes

La cartographie des risques santé-sécurité des personnes intègre d'une part les risques d'atteinte à la santé-sécurité des personnes travaillant pour le Groupe, employés, intérimaires et sous-traitants, et d'autre part les risques liés aux installations industrielles du Groupe ou à celles que le Groupe maintient et/ou exploite pour le compte de clients, pouvant générer des risques pour les personnes travaillant pour le Groupe ou pour les riverains de ces installations industrielles.

Concernant les accidents graves et mortels, l'objectif du Groupe vise dans un ordre de priorité décroissante d'abord à éliminer l'exposition des personnes aux risques, puis à mettre en place des mesures de prévention collectives puis individuelles. Le dispositif de prévention mis en place par le Groupe comprend les mesures suivantes :

- respect par tous et en toutes circonstances des Règles Qui Sauvent ;
- identification et traitement des "HiPo", événements et situations à haut potentiel de gravité, précurseurs d'accidents graves ;
- arrêt des activités si les conditions de sécurité ne sont pas remplies (démarche "*Stop the work*") ;
- vigilance partagée consistant à veiller également à la sécurité des autres personnes ;
- analyse des risques de dernière minute à réaliser juste avant le début des activités pour prendre en compte les éventuelles modifications de l'environnement de travail (démarche "la minute qui sauve").

Par ailleurs, un plan d'actions spécialement destiné à prévenir les accidents graves et mortels liés à l'électricité a été déployé dans toutes les entités du Groupe. Les autres dispositions visant à prévenir les accidents graves et mortels sont décrites à la Section 3.4.8.2.4 "Maîtrise des risques santé-sécurité au travail".

Ces différentes dispositions doivent être mises en œuvre par les salariés du Groupe mais également par les salariés des entreprises sous-traitantes travaillant pour le compte du Groupe.

Le suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité est réalisé au travers de visites de sécurité et d'inspections réalisées par le management, d'audits internes ou de *peer reviews* (revues entre pairs).

Au-delà de ces actions spécifiques destinées à prévenir les accidents graves et mortels, le Groupe a procédé au lancement de son nouveau plan d'action santé-sécurité pour la période 2021-2025 structuré suivant trois axes :

- *No Life at Risk* (prévention des risques directement liés à la réalisation des activités) ;
- *No Mind at Risk* (prévention des risques liés au contexte d'exécution des activités) ;
- *No Asset at Risk* (prévention des risques liés aux process industriels).

Suite aux accidents mortels que le Groupe a connu en 2021, plusieurs actions spécifiques ont été mises en place :

- organisation d'un "*safety stand down*" avec l'ensemble des équipes pour échanger sur la sécurité au travail ;
- revues approfondies de la santé-sécurité sur certains sites de construction jugés à risque particulier ;
- renforcement des normes de sécurité, d'assurance qualité et de contrôle qualité ;
- évaluation par un prestataire spécialisé de la maturité et de l'organisation santé-sécurité du Groupe, qui permettra d'identifier les actions d'amélioration à mettre en place.

En matière de qualité de vie au travail, le Groupe a défini et diffusé ses "neuf engagements pour la qualité de vie au travail" à destination de ses collaborateurs.

Concernant la prévention de la Covid-19, les *guidelines* Groupe, générales et thématiques, ont été mises en œuvre dans l'ensemble des entités, accompagnées par une communication dédiée. La synthèse des dispositions mises en œuvre contre la Covid-19 est disponible à la Section 3.4.8.2.2 "Maîtrise des risques induits par la pandémie de la Covid-19".

Les autres dispositions destinées à assurer la santé-sécurité des personnes travaillant pour le Groupe sont présentées en Section 2.2.7.5 "Santé et sécurité au travail" ainsi qu'en Section 3.4.8 "Politique de santé-sécurité". Le détail des mesures est précisé sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/engagements/global-care.

Les dispositions mises en place par le Groupe permettant d'assurer la sûreté des personnes sont décrites en Section 2.2.7.4.

3.9.1.3 Prévenir et gérer les risques liés à l'environnement et au sociétal

D'un point de vue environnemental, le risque majeur pour le Groupe est le risque climatique, suivi des risques biodiversité, eau et pollution. Ces risques environnementaux globaux et locaux sont étudiés annuellement, au niveau du Groupe et au niveau local, afin d'établir une liste de sites "à risque". D'un point de vue sociétal, les risques analysés sont : l'impact des activités sur les communautés locales et leurs conséquences sociales.

La politique RSE du Groupe oriente la démarche de vigilance en matière environnementale et sociétale (voir Section 3.1.1). Les risques environnementaux et sociétaux sont analysés périodiquement à tous les niveaux de l'entreprise. Cette politique est déclinée au niveau de chaque GBU, filiale et site. Sa mise en œuvre est suivie au travers d'objectifs et de plans d'actions revus chaque année. Ce processus de revue permet de s'assurer de la bonne application de nos obligations en matière de vigilance environnementale et sociétale.

La politique environnementale intègre pleinement cette analyse de risque. La maîtrise de ses émissions de CO_2 est un enjeu majeur pour le Groupe, qui l'a conduit à mettre en place un plan d'action spécifique. Ce plan est complété par des objectifs extra-financiers et des engagements internationaux

tels que SBTi faisant l'objet d'un *reporting* détaillé dans le rapport intégré. La politique environnementale vise également à mettre en place des plans d'action pour éviter, réduire et, si besoin, compenser les impacts environnementaux des activités du Groupe.

La politique sociétale est centrée sur le *"stakeholders engagement"*. Sa mise en œuvre comprend une boite à outils, des programmes de formation et un centre d'expertise.

Par ailleurs, depuis 2021, le Groupe prend en compte neuf critères RSE pour ses grands projets d'investissement évalués par des analyses de risques et d'opportunités. Ces critères portent notamment sur les points suivants : la réduction des émissions GES, l'adaptation au changement climatique, la biodiversité, l'eau, la pollution, l'économie circulaire, l'éthique, la santé-sécurité, la concertation avec les parties prenantes, les achats durables. Ces critères sont détaillés sur le site internet https://www.engie.com/analystes-rse/gouvernance/devoir-de-vigilance-des-risques-environnementaux-et-societaux.

3.9.1.4 Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie

Les risques liés à l'approvisionnement en énergie du Groupe (biomasse, gaz, GNL, etc.), ont été identifiés comme un enjeu spécifique de vigilance pour le Groupe. Moyennant le respect des règles de *reporting* et de gouvernance du groupe, ils sont gérés directement par les entités responsables de ces achats qui identifient les risques spécifiques à chacune de ses activités par source d'énergie, et au niveau des pays et des fournisseurs d'énergie. Si nécessaire, des mesures d'atténuation sont incluses dans les contrats avec les fournisseurs concernés.

Une stratégie RSE a été formalisée pour répondre à ces enjeux, avec des plans d'actions spécifiques par source d'énergie.

La structure de gouvernance a été renforcée pour assurer que le devoir de vigilance soit inclus dans les processus de décision. L'approche d'évaluation des risques de la chaîne d'approvisionnement a été systématisée, sur la base de l'approche 3P *(People, Planet and Profit)*.

3.9.1.5 Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie

Le système de management des Achats du Groupe vise à encadrer et à réduire les risques liés aux achats. Il comprend :

- une Charte Achats qui précise les engagements et les exigences d'ENGIE vis-à-vis de ses fournisseurs ;
- une gouvernance achats qui en décrit les modalités de mise en œuvre à travers 12 règles clés. À ces règles s'ajoute, pour chaque entité, l'obligation de mener une analyse des risques éthiques. Cette analyse tient compte des métiers, des catégories et montants d'achat, des organisations et des projets. Elle encourage la rotation des acteurs de la fonction achats engagés dans la relation fournisseur ;
- des processus opérationnels traitant de la gestion des catégories d'achats, des panels fournisseurs et des étapes de l'achat et de l'approvisionnement ;
- un code de conduite de la relation avec les fournisseurs révisé en 2021 pour assurer la mise en œuvre des principes à travers la chaîne d'approvisionnement.

Les processus achats sont mis en œuvre à travers les étapes clés suivantes :

- l'évaluation des nouveaux fournisseurs préférentiels (niveau Groupe) et majeurs (niveau entité) ;
- l'analyse des risques et opportunités par catégories achats et par pays, réalisée à partir d'une matrice de risque élaborée en partenariat avec EcoVadis. Trois catégories d'achats sont considérées à hauts risques : ingénierie/installation clé en main, produits chimiques et batteries ;
- la mise en place de plan de gestion associé prenant en compte les critères de qualification des fournisseurs. Ces plans peuvent prévoir par exemple des audits, des dispositions contractuelles particulières pour limiter le risque, une clause éthique, etc. Un plan de réduction des risques est systématiquement mis en place pour les fournisseurs ayant une note EcoVadis inférieure à 45/100 ;
- la mesure de la performance délivrée par les fournisseurs et les plans d'amélioration associés ;
- la mise en place, en 2021, d'un plan d'action spécifique de vigilance approfondie pour identifier et gérer les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine. Les principales mesures d'identification et de gestion de ces risques sont présentées dans la Section 2.2.6.4.

La bonne mise en œuvre de ces processus est, quant à elle, vérifiée via le programme de contrôle interne INCOME (voir Section 2.3). Avec 28 contrôles différents, le référentiel INCOME PRO couvre l'ensemble des processus achats.

Enfin, le système de management des Achats est animé à travers un plan de formation continue de l'ensemble de la filière Achats. Des sessions présentielles et en vidéoconférence sont complétées par des modules en ligne via Ulearn, l'intranet de formation du Groupe. En 2021, environ 500 acheteurs ont suivi la formation "Éthique et relation fournisseurs" lors de sessions présentielles et en vidéoconférence. Trois modules de formations Ulearn étaient obligatoires pour l'ensemble de la fonction achat : Fraude et Corruption, tolérance zéro ; notre Groupe, notre Éthique et Droit de la concurrence.

3.9.2 Évaluation des tiers

En 2021, 100 % des partenaires des projets d'investissement Groupe ont fait l'objet de *due diligence* incluant une étude systématique sur les sujets "vigilance".

Par ailleurs, l'évaluation des nouveaux fournisseurs préférentiels et majeurs du Groupe via la *due diligence* est systématique (effectuée par les *Category Managers* et les *Chief Procurement Officers*) avant la contractualisation. Cette règle a été mise progressivement en place depuis 2019 sur notre panel de 1 600 fournisseurs récurrents. A ce jour, 995 ont fait l'objet d'une évaluation éthique par notre partenaire EcoVadis dont 591 en 2021 pour des nouveaux fournisseurs ou dans le cadre d'une réévaluation. Un plan d'action est mis en œuvre pour que l'ensemble du panel soit évalué.

De manière directe ou indirecte, 100% des *Ethics Officers* disposent d'un accès à un outil spécialisé dans les *due diligence*. À titre d'exemple, plus de 5 000 recherches de due diligence de premier niveau ont été effectuées par la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* en 2021 via nos outils de *due diligence*.

3.9.3 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements

Le mécanisme d'alerte est ouvert à tous les collaborateurs, permanents ou temporaires, et à toutes ses parties prenantes externes depuis janvier 2019. Un prestataire externe transmet le signalement anonyme à ENGIE pour son traitement (voir Section 3.8.4). En 2021, 187 alertes ont été reçues via le dispositif, dont 46 relèvent de sujets liés au devoir de vigilance. Le détail des alertes est présenté sur le site internet https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures. Elles concernent en synthèse :

Allégations d'harcèlement moral et sexuel	Relations interindividuelles entre les collaborateurs	Allégations de discrimination	Questions liées à l'environnement et au droit des communautés
29	9	7	1

Les allégations de discrimination et de harcèlement ont toutes été traitées en 2021 et des plans d'actions ainsi que des sanctions disciplinaires sont systématiquement pris lorsque les faits sont avérés.

3.9.4 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan

3.9.4.1 Un pilotage et suivi au plus haut niveau de l'entreprise

Le Groupe a mis en place un suivi et une coordination globale au plus haut niveau de l'entreprise pour répondre de manière effective aux objectifs de la loi. Le plan a été validé par le Comex du Groupe qui a confié à la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* (DECP) son pilotage, sous la responsabilité de la Secrétaire Générale. Un compte rendu de sa mise en œuvre effective du plan est présenté annuellement au CEEDD.

Un comité spécifique se charge de la mise en œuvre opérationnelle du plan. Il a pour mission de s'assurer de la diffusion du plan et de la facilité de la remontée d'informations. Les membres sont :

Département	DECP	RSE	Direction des Achats Groupe	*Global Care*	Contrôle interne	Risque
Régions	SOUTHAM	NORTHAM	France	Europe	AMEA	EQUANS

De plus, chaque entité doit s'assurer pour son périmètre du déploiement effectif du plan de vigilance. Le suivi de ces actions par les entités est intégré dans le rapport de conformité éthique annuel (voir Section 3.8.6).

3.9.4.2 L'association avec les parties prenantes

Le plan et les avancées de sa mise en œuvre sont présentés et discutés régulièrement avec les institutions représentatives du personnel. Cela a été mis en œuvre via les comités existants au niveau du Groupe, comme le Comité d'Entreprise Européen, le CEEDD et le Conseil d'Administration. Au niveau des entités, il leur est aussi demandé de présenter le plan de vigilance à leurs organisations représentatives du personnel.

En outre, depuis 2021, les risques sociétaux sont cartographiés au niveau des activités industrielles, des services et des projets en démantèlement au travers d'une démarche de dialogue avec les parties prenantes déployée dans les entités du Groupe. Cette démarche en six étapes (voir Section 3.6.1) permet la construction de plans d'actions sur mesure et leur suivi. Le détail de la méthodologie est précisé sur le site internet https://www.engie.com/analystes-rse/gouvernance/devoir-de-vigilance-des-risques-environnementaux-et-societaux.

3.9.5 Table de concordance devoir de vigilance

Catégories de risques visés par le Plan de Vigilance	Emplacement dans le DEU	Page
Les risques liés aux droits humains	Section 3.8.1 "Gouvernance éthique et *compliance*"	118
Les risques liés à la santé-sécurité et à la sûreté des personnes	Section 3.4.8.2 "Le dispositif de management santé-sécurité"	101
Les risques liés à l'environnement et au sociétal	Section 3.1.1 "Politique et gouvernance RSE"	70
Les risques liés à aux achats hors énergie	Section 3.7 "Achats, sous-traitance et fournisseurs"	115
Les quatre risques ci-dessus	Section 2.2 "Facteurs de risque"	41

Le détail des catégories de risques mentionnées ci-dessus est disponible sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures.

3.10 Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière

Exercice clos le 31 décembre 2021

Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière

A l'Assemblée Générale,

En notre qualité d'organisme tiers indépendant ("tierce partie"), accrédité par le COFRAC (Accréditation COFRAC Inspection, n°3-1681, portée disponible sur www.cofrac.fr) et membre du réseau de l'un des Commissaires aux comptes de votre société (ci-après "entité"), nous avons mené des travaux visant à formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur la conformité de la déclaration consolidée de performance extra-financière, pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (ci-après la "Déclaration") aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du Code de commerce et sur la sincérité des informations historiques (constatées ou extrapolées) fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du Code de commerce (ci-après les "Informations") préparées selon les procédures de l'entité (ci-après le "Référentiel"), présentées dans le rapport de gestion en application des dispositions des articles L. 225-102-1, R. 225-105 et R. 225-105-1 du Code de commerce.

Conclusion

Sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre, telles que décrites dans la partie "Nature et étendue des travaux", et des éléments que nous avons collectés, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que la déclaration consolidée de performance extra-financière est conforme aux dispositions réglementaires applicables et que les Informations, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Préparation de la déclaration de performance extra-financière

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont présentés dans la Déclaration.

Responsabilité de l'entité

Il appartient au Conseil d'Administration :

- de sélectionner ou d'établir des critères appropriés pour la préparation des Informations ;
- d'établir une Déclaration conforme aux dispositions légales et réglementaires, incluant une présentation du modèle d'affaires, une description des principaux risques extra-financiers, une présentation des politiques appliquées au regard de ces risques ainsi que les résultats de ces politiques, incluant des indicateurs clés de performance et par ailleurs les informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte);
- ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'il estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

La Déclaration a été établie en appliquant le Référentiel de l'entité tel que mentionné ci-avant.

Responsabilité de l'organisme tiers indépendant

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, de formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur :

- la conformité de la Déclaration aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du Code de commerce ;
- la sincérité des informations historiques (constatées ou extrapolées) fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du Code de commerce, à savoir les résultats des politiques, incluant des indicateurs clés de performance, et les actions, relatifs aux principaux risques.

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Il ne nous appartient pas de nous prononcer sur :

- le respect par l'entité des autres dispositions légales et réglementaires applicables (notamment en matière d'informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte), de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale) ;
- la sincérité des informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte) ;
- la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

Dispositions réglementaires et doctrine professionnelle applicable

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément aux dispositions des articles A. 225-1 et suivants du Code de commerce, à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention tenant lieu de programme de vérification et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée)[1].

(1) ISAE 3000 (révisée) - Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 822-11 du Code de commerce et le Code de déontologie de la profession. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences de douze personnes et se sont déroulés entre septembre 2021 et mars 2022 sur une durée totale d'intervention de trente semaines.

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos spécialistes en matière de développement durable et de responsabilité sociétale. Nous avons mené une dizaine d'entretiens avec les personnes responsables de la préparation de la Déclaration, représentant notamment les ressources humaines, la santé et sécurité et l'environnement.

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

Nous estimons que les procédures que nous avons menées en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée :

- nous avons pris connaissance de l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation et de l'exposé des principaux risques ;
- nous avons apprécié le caractère approprié du Référentiel au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa fiabilité, sa neutralité et son caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- nous avons vérifié que la Déclaration couvre chaque catégorie d'information prévue au III de l'article L. 225-102-1 en matière sociale et environnementale ainsi que de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ;
- nous avons vérifié que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R. 225-105 lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques et comprend, le cas échéant, une explication des raisons justifiant l'absence des informations requises par le 2e alinéa du III de l'article L. 225-102-1 ;
- nous avons vérifié que la Déclaration présente le modèle d'affaires et une description des principaux risques liés à l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par ses relations d'affaires, ses produits ou ses services ainsi que les politiques, les actions et les résultats, incluant des indicateurs clés de performance afférents aux principaux risques ;
- nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour :
  - apprécier le processus de sélection et de validation des principaux risques ainsi que la cohérence des résultats, incluant les indicateurs clés de performance retenus, au regard des principaux risques et politiques présentés, et
  - corroborer les informations qualitatives (actions et résultats) que nous avons considérées les plus importantes[1]. Pour certains risques ("Contribution au changement climatique", "Impact du changement climatique", "Biodiversité", "Diversité", "Corruption"), nos travaux ont été réalisés au niveau de l'entité consolidante, pour les autres risques, des travaux ont été menés au niveau de l'entité consolidante et dans une sélection d'entités ;
- nous avons vérifié que la Déclaration couvre le périmètre consolidé, à savoir l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation conformément à l'article L. 233-16 ;
- nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'entité et avons apprécié le processus de collecte visant à l'exhaustivité et à la sincérité des Informations ;
- pour les indicateurs clés de performance et les autres résultats quantitatifs que nous avons considérés les plus importants [2], nous avons mis en œuvre :
  - des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions ;
  - des tests de détail sur la base de sondages ou d'autres moyens de sélection, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher

(1) **Informations sociales :** *Les résultats de la politique de diversité du groupe et en faveur de l'emploi des jeunes*

Informations environnementales *: Le changement climatique (les postes significatifs d'émissions du fait de l'activité, les objectifs de réduction, mesures d'adaptation), la gestion de l'eau et des sites en situation de stress hydrique, la protection de la biodiversité*

Informations sociétales : *Les actions engagées pour prévenir la corruption*

(2) **Informations sociales :** *Effectif total, Effectif total - répartition par CSP, Proportion de femmes dans l'effectif, Proportion de femmes dans l'encadrement, Effectif total - répartition par type de contrat, Proportion d'alternants dans l'effectif, Effectif moyen mensuel, Effectif moyen en ETP, Proportion de salariés handicapés, Nombre d'embauches en CDI, Nombre d'embauches en CDD, Nombre d'entrées pour motif divers, Nombre de démissions, Nombre de licenciements dont ruptures conventionnelles, Nombre de départs en retraite ou préretraite, Nombre de divers sorties, Nombre de fins de CDD, Turnover, Turnover volontaire, Nombre de mobilités entre BU, Nombre de mobilités au sein d'une même BU, Nombre d'heures travaillées, Taux de collaborateurs formé, Nombre total d'heures de formation dont e-learning, Masse salariale – répartition par CSP, Taux de femmes cadres dirigeants*

Informations santé sécurité : *Nombre d'accidents mortels (collaborateurs), Nombre d'accidents de travail avec au moins un jour d'arrêt (collaborateurs), Nombre d'heures travaillées (collaborateurs), Taux de fréquence (collaborateurs), Taux de gravité selon le référentiel français (collaborateurs), Taux de gravité selon le référentiel OIT (collaborateurs), Nombre d'accidents de travail avec au moins un jour d'arrêt (intérimaires et sous-traitants en sites fermés), Nombre d'heures travaillées (intérimaires et sous-traitants en sites fermés), Taux de fréquence globale (collaborateurs et sous-traitants en sites fermés)*

Informations environnementales : *Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS, Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification ISO14001 (non EMAS), Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique), Renouvelable – Électricité et chaleur produites, Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation), Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation), Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz), Part des capacités électriques renouvelables, Émissions totales directes de GES scope 1, Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de "Scope 2"), Intensité carbone de la production d'énergie, Emissions de GES (scopes 1 et 3) liées à la production d'énergie, Eau douce (Prélèvement total et Rejet total), Eau non douce (Prélèvement total et Rejet total), Consommation d'eau totale (eau douce et non douce), Ratio de prélèvement d'eau douce par MWh de production d'énergie, Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues), Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Émissions de NOx, Émissions de SO2, Émissions de poussières*

les données des pièces justificatives. Ces travaux ont été menés auprès d'une sélection d'entités contributrices [1] et couvrent entre 3% et 73% des données consolidées sélectionnées pour ces tests (40% des effectifs, 48 % des accidents du travail collaborateurs, 30% des heures travaillées, et entre 3% et 73% des données environnementales) ;

- nous avons apprécié la cohérence d'ensemble de la Déclaration par rapport à notre connaissance de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation.

Les procédures mises en œuvre dans le cadre d'une mission d'assurance modérée sont moins étendues que celles requises pour une mission d'assurance raisonnable effectuée selon la doctrine professionnelle ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022

L'organisme tiers indépendant

EY & Associés

Alexis Gazzo

Associé, Développement Durable

(1) **Informations environnementales :** *Compagnie Nationale du Rhône (CNR), CN'AIR, Installations Cofely du Territoire Ouest-Nord, Filiales d'ENGIE de production et distribution d'énergie - Territoire Ouest-Nord, Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU), centrales de Valaxion, DK6 (Dunkerque), EEMS, Maxima, Rosignano, SPEM (Montoir), Vilvoorde, Tihange, Dinorwig, ENGIE Servizi, centrales de Termoélectrica Andina, Termica Red Dragon, Tocopilla (unité 16) et Inversiones Hornitos (ENGIE Energia Chile), centrales de Itá Energética, Ferrari et Salto Santiago (ENGIE Brasil Energia), centrale de Pelican Point, GRTgaz, site de stockage de Chémery, Bioz*

Informations sociales :

Audits réalisés au niveau des paliers de consolidation intermédiaires : Allemagne, Italie, Roumanie, Asie, Australie, Moyen-Orient, Amérique Latine, Tractebel

Audits réalisés au niveau des entités : INEO, ENGIE Services Chile, Cofely Services (Belgique), MCI, ENGIE Servizi, ENGIE Insight Services, Cofely Besix FM LLC (Emirats Arabes Unis), Munich Building Technologies Topco GmbH, Tractebel Engineering Pvt Ltd (Inde), GRDF, Electrabel – Nuke, Electrabel M&S Belgium, DGP, DCP, ENGIE Home Services

Informations santé sécurité :

Audits réalisés au niveau des paliers de consolidation intermédiaires : Energy Solutions

Audits réalisés au niveau des entités : ENGIE Soluções, ENGIE Services Chile, GRDF, Electrabel – Nuke, ENGIE Home Services, GRT

3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales

Exercice clos le 31 décembre 2021

A la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de Commissaires aux Comptes de la société ENGIE (ci-après "entité"), nous avons effectué un examen visant à nous permettre d'exprimer une assurance raisonnable sur les informations environnementales et sociales sélectionnées par ENGIE et identifiées par le signe □□ aux paragraphes 3.4 et 3.5 du Document d'enregistrement universel (ci-après "les Informations [(1)]") établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Conclusion

A notre avis, les Informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe □□ aux paragraphes 3.4 et 3.5 du Document d'enregistrement universel ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux référentiels utilisés par l'entité (ci-après les "Référentiels").

Préparation des Informations

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant aux Référentiels dont un résumé figure dans le document d'enregistrement universel dans la partie "Eléments méthodologiques" et "Note de méthodologie des indicateurs sociaux", disponibles sur demande au siège de l'entité auprès de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

Limites inhérentes à la préparation des Informations

Les Informations peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données externes utilisées. Certaines informations sont sensibles aux choix méthodologiques, hypothèses et/ou estimations retenues pour leur établissement et présentées au sein du Chapitre 3 du rapport de gestion groupe.

Responsabilité de l'entité

Ces Informations ont été préparées sous la responsabilité de la Direction générale d'ENGIE, conformément aux Référentiels pour le reporting des données sociales et environnementales, dont un résumé figure dans le document d'enregistrement universel dans la partie "Eléments méthodologiques" et "Note de méthodologie des indicateurs sociaux", disponibles sur demande au siège de l'entité auprès de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

Responsabilité des Commissaires aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'exprimer une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les Informations ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs conformément aux Référentiels. Les conclusions formulées ci-après portent sur ces seules Informations et non sur l'ensemble des paragraphes 3.4 et 3.5 du Document d'enregistrement universel.

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Dispositions réglementaires et doctrine professionnelle applicable

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée).

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le Code de déontologie de la profession ainsi que les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 du Code de commerce. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, des normes d'exercice professionnel et des textes légaux et réglementaires applicables.

(1) **Informations sociales et santé sécurité :** *Effectif total ; Effectif total - répartition par CSP ; Effectif total - Répartition par type de contrat ; Proportion de femmes dans l'effectif ; Proportion de femmes dans l'encadrement ; Taux de collaborateurs formé ; Nombre d'heures travaillées ; Nombre d'accidents de travail au sein du personnel avec au moins un jour d'arrêt, Taux de fréquence des accidents du travail au sein du personnel*

Informations environnementales : *Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) ; Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) ; Efficacité énergétique des centrales à combustible fossiles (inclus biomasse/biogaz) ; Renouvelable - Puissance nette installée (électrique et thermique) ; Renouvelable – Électricité et chaleur produites ; Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ; Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ; Émissions totales directes de GES - Scope 1 ; Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de "Scope 2"); Intensité carbone de la production d'énergie*

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

- Nous avons apprécié le caractère approprié des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- Nous avons vérifié la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations ;
- Nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens auprès des personnes concernées de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe afin d'analyser le déploiement et l'application des Référentiels ;
- Nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les Informations et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des Informations ;
- Nous avons testé les Informations au niveau d'un échantillon d'entités représentatives que nous avons sélectionnées [(1)] en fonction de leur activité, de leur contribution aux Informations consolidées, de leur implantation et d'une analyse de risque. Nous avons mené des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures, et mis en œuvre des tests de détail approfondis sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives. L'échantillon ainsi sélectionné représente entre 23% et 50% des indicateurs clés de performance et résultats sélectionnés pour ces tests.

Nous estimons que les méthodes d'échantillonnage et tailles d'échantillons que nous avons retenues en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance raisonnable. Du fait du recours à l'utilisation de techniques d'échantillonnages ainsi que des autres limites inhérentes au fonctionnement de tout système d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative sur les Informations ne peut être totalement éliminé.

Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les Informations.

Paris-La Défense le 4 mars 2022

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Patrick E. Suissa	Nadia Laadouli	Charles-Emmanuel Chosson	Guillaume Rouger
Associé	Associé	Associé	Associé

(1) **Informations environnementales :** *Compagnie Nationale du Rhône (CNR), CN'AIR, Installations Cofely du Territoire Ouest-Nord, Filiales d'ENGIE de production et distribution d'énergie - Territoire Ouest-Nord, Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU), centrales de Valaxion, DK6 (Dunkerque), EEMS, Maxima, Rosignano, SPEM (Montoir), Vilvoorde, Tihange, Dinorwig, ENGIE Servizi, centrales de Termoélectrica Andina, Termica Red Dragon, Tocopilla (unité 16) et Inversiones Hornitos (ENGIE Energia Chile), centrales de Itá Energética, Ferrari et Salto Santiago (ENGIE Brasil Energia), centrale de Pelican Point, GRTgaz, site de stockage de Chémery, Bioz*

Informations sociales :

Audits réalisés au niveau des paliers de consolidation intermédiaires : Allemagne, Italie, Roumanie, Asie, Australie, Moyen-Orient, Amérique Latine, Tractebel

Audits réalisés au niveau des entités : INEO, ENGIE Services Chile, Cofely Services (Belgique), MCI, ENGIE Servizi, ENGIE Insight Services, Cofely Besix FM LLC (Emirats Arabes Unis), Munich Building Technologies Topco GmbH, Tractebel Engineering Pvt Ltd (Inde), GRDF, Electrabel – Nuke, Electrabel M&S Belgium, DGP, DCP, ENGIE Home Services

Informations santé sécurité :

Audits réalisés au niveau des paliers de consolidation intermédiaires : Energy Solutions

Audits réalisés au niveau des entités : ENGIE Soluções, ENGIE Services Chile, GRDF, Electrabel – Nuke, ENGIE Home Services, GRTgaz

4

5

4.1 Organes d'administration 130

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration 130

4.1.2 Fonctionnement du Conseil d'Administration 150

4.2 Dialogue actionnarial 159

4.2.1 Dialogue du Président 159

4.2.2 Assemblée Générale du 21 avril 2022 – Composition du Conseil d'Administration 159

4.3 Direction Générale 160

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction 161

4.4.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux 161

4.4.2 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) 172

4.4.3 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance 173

4.4.4 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur 175

4.4.5 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2021 par ENGIE et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des actions ENGIE, aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés 177

4.4.6 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2021 177

4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 178

4.5.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales 178

4.5.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées 178

4.5.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction 178

4.5.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations 179

4.5.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales 181

4.5.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE 182

4.5.7 Mandats des Commissaires aux comptes 182

4.6 Code de gouvernement d'entreprise 182

4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 183

Les informations présentées dans ce chapitre forment le rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise établi conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 dernier alinéa du Code de commerce. Ce rapport a été préparé sur la base des délibérations du Conseil d'Administration. Il a été présenté aux comités du Conseil pour les parties relevant de leurs domaines d'activité et approuvé par le Conseil dans sa séance du 14 février 2022.

Il rend compte notamment de la composition du Conseil d'Administration, des conditions de préparation et d'organisation de ses travaux et des limitations apportées par le Conseil d'Administration aux pouvoirs de la Direction Générale. Il comprend également la politique de diversité au sein du Conseil. Ce rapport rappelle, à la Section 4.4 "Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction", les dispositions applicables, les principes et les règles arrêtés pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux. Les évolutions de la composition du Conseil d'Administration proposées à l'Assemblée Générale du 21 avril 2022 sont précisées à la Section 4.2.2.

4.1 Organes d'administration

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration

Selon les termes de l'article 13 des statuts de la Société et conformément aux dispositions des articles L. 225-17, L. 22-10-5 et L. 22-10-6 du Code de commerce, le Conseil d'Administration d'ENGIE est composé de 22 membres au plus dont trois Administrateurs représentant les salariés et un Administrateur représentant les salariés actionnaires.

La durée du mandat des Administrateurs est de quatre ans. Les mandats des Administrateurs viennent à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale réunie dans l'année au cours de laquelle expire le mandat, pour statuer sur les comptes de l'exercice écoulé.

L'Assemblée Générale du 20 mai 2021 a élu, en qualité d'Administratrices, Catherine MacGregor et Jacinthe Delage.

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 14 membres dont :

- sept Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes ;
- deux Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État français, en vertu de l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014, compte tenu de la participation de l'État français au capital ;
- une Administratrice représentante de l'État, nommée par arrêté, en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;
- trois Administrateurs élus représentant les salariés conformément aux dispositions des articles L. 22-10-6 et suivants du Code de commerce ; et
- une Administratrice représentant les salariés actionnaires conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-5 du Code de commerce, élue par l'Assemblée Générale des actionnaires.

Le Conseil d'Administration comprend six Administrateurs indépendants (voir Sections 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice", et 4.1.1.5 "Indépendance des Administrateurs en exercice"). Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 60%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

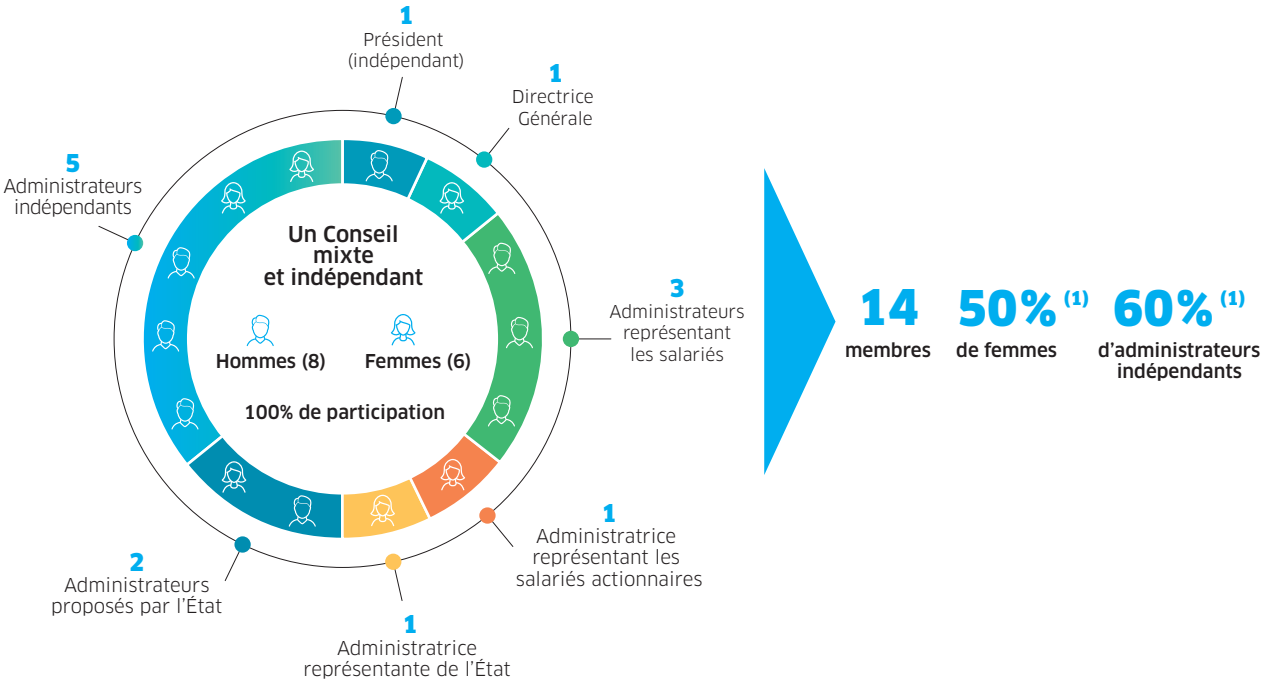
Lorsqu'un ou plusieurs sièges d'Administrateurs viennent à être vacants, et après s'être interrogé sur la taille du Conseil d'Administration, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (ci-après, le CNRG) définit, avec l'appui du Président du Conseil d'Administration, le profil recherché en ayant égard notamment à la politique de diversité (voir Section 4.1.1.7 "Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration") et en particulier à l'adéquation de la composition du Conseil par rapport aux activités du Groupe, à ses enjeux et ses orientations stratégiques.

Sur la base de ce profil, le Président du CNRG, avec l'appui du Président du Conseil, supervise le processus de recherche et de sélection des nouveaux Administrateurs indépendants, le cas échéant avec l'assistance d'un ou plusieurs cabinets de recrutement. Une *"long list"* puis une *"short list"* de candidats sont établies.

Des auditions de candidats interviennent en fin de processus en vue d'une recommandation au Conseil. Lors de ces entretiens, le CNRG s'assure notamment de l'indépendance, de la disponibilité et de la motivation du candidat pressenti et de son adhésion aux valeurs du Groupe.

Le remplacement des Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale dont le poste est devenu vacant en cours de mandat pour cause de décès ou de démission est soumis aux dispositions légales et réglementaires en vigueur, étant précisé que ces dispositions ne sont toutefois pas applicables en cas de vacances, pour quelque cause que ce soit, d'un siège d'Administrateur élu par les salariés et du siège de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

À la date du présent rapport, les principales caractéristiques de la composition du Conseil d'Administration sont les suivantes :



(1) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes et de la proportion d'indépendants au sein des Conseils d'Administration, conformément aux règles applicables du Code de commerce et du Code Afep-Medef, la loi prévoit que le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé

Changements intervenus dans la composition du Conseil d'Administration et des comités au cours de l'exercice

	Départ	Nomination	Renouvellement
Conseil d'Administration	Isabelle Bui (19/05/2021) Christophe Aubert (20/05/2021)	Stéphanie Besnier (19/05/2021) Jacinthe Delage (20/05/2021) Catherine MacGregor (20/05/2021)	-
Comité d'Audit	Isabelle Bui (19/05/2021) Christophe Aubert (20/05/2021)	Stéphanie Besnier (20/05/2021) Christophe Agogué (29/07/2021)	-
CSIT (1)	Isabelle Bui (19/05/2021)	Stéphanie Besnier (20/05/2021)	-
CNRG (2)	Isabelle Bui (19/05/2021)	Stéphanie Besnier (20/05/2021)	-
CEEDD (3)	Christophe Agogué (29/07/2021)	Jacinthe Delage (29/07/2021)	-

(1) Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
(2) Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance
(3) Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

4.1.1.1 Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-17 du Code de commerce qui instaure un principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'Administration, le Conseil d'Administration d'ENGIE comprend six femmes Administratrices sur 14.

Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des Conseils d'Administration, la loi prévoit que les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas pris en compte.

Ainsi, le Conseil d'Administration d'ENGIE comprenant trois Administrateurs représentant les salariés et une Administratrice représentant les salariés actionnaires, l'appréciation est faite sur une base de 10 Administrateurs dont cinq sont des femmes, soit 50% de femmes.

ENGIE veille également à la diversité et l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 14 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, britannique, canadienne et française). Il est renvoyé à la Section 4.1.1.7 sur la politique de diversité au sein du Conseil d'Administration.

Présentation synthétique du Conseil d'Administration

Prénom, nom, sexe [1] et âge		Nationalité	Nombre d'actions ENGIE détenues [2]	Nb de mandats dans d'autres sociétés cotées (hors ENGIE)	Adminis-trateur indé-pendant	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au Conseil [3]	Participation à des comités du Conseil [4]
Jean-Pierre Clamadieu H, 63 ans			50 000	2	✓	18/05/2018	2022	3	Pdt du CSIT CNRG [5]
Catherine MacGregor F, 49 ans			30 000	0	✗	20/05/2021	2025	0	CNRG [5] CSIT [5] CEEDD [5]
Fabrice Brégier H, 60 ans			500	1	✓	03/05/2016	2024	5	CNRG
Françoise Malrieu F, 76 ans			3 000	0	✓	02/05/2011	2023	10	Pdte du CNRG Comité d'Audit CEEDD
Ross McInnes H, 67 ans			500	2	✓	18/05/2018	2022	3	Pdt du CEEDD CSIT Comité d'Audit
Marie-José Nadeau F, 68 ans			1 000	0	✓	28/04/2015	2023	6	Pdte du Comité d'Audit CSIT
Lord Peter Ricketts of Shortlands H, 69 ans			750	0	✓	03/05/2016 [6]	2024	5	CNRG
Stéphanie Besnier F, 44 ans			0	2	✗	19/05/2021	2025	0	Comité d'Audit CSIT CNRG
Patrice Durand H, 68 ans			1 500	0	✗	14/12/2016	2023	5	CSIT
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière F, 53 ans			500	1	✗	28/04/2015	2023	6	CEEDD
Christophe Agogué H, 60 ans			125	0	NA [7]	18/05/2018	2022	3	Comité d'Audit
Alain Beullier H, 57 ans			51	0	NA [7]	21/01/2009	2022	13	CNRG
Philippe Lepage H, 57 ans			287	0	NA [7]	28/04/2014	2022	7	CSIT
Jacinthe Delage F, 45 ans			725	0	NA [7]	20/05/2021	2025	0	CEEDD

(1) Femme (F), Homme (H)
(2) Sont dispensés d'être propriétaire d'actions de la Société, les Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, l'Administrateur représentant de l'État et les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (voir Section 4.1.2.1 "Présidence et organisation")
(3) En années échues
(4) CSIT : Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
CNRG : Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance
CEEDD : Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable
(5) Assiste à ce(s) comité(s) sans en être membre
(6) Avec prise d'effet au 1er août 2016
(7) Conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants (voir Section 4.1.1.5)

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale (7)



JEAN-PIERRE CLAMADIEU

Président du Conseil d'Administration

Président du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 63 ans
Nationalité : française
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 50 000 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Jean-Pierre Clamadieu est diplômé de l'École nationale supérieure des mines de Paris et ingénieur du Corps des mines. Il débute sa carrière au sein de l'administration française, travaillant en particulier pour le ministère de l'Industrie, ainsi que comme conseiller technique du ministre du Travail. En 1993, il rejoint le Groupe Rhône-Poulenc et occupe plusieurs postes de direction. En 2003, il est nommé Directeur Général, puis en 2008 Président-Directeur Général du Groupe Rhodia. En septembre 2011, suite à l'opération de rapprochement entre les groupes Rhodia et Solvay, Jean-Pierre Clamadieu est nommé Vice-Président du Comité Exécutif de Solvay. De mai 2012 à fin février 2019, Jean-Pierre Clamadieu était Président du Comité Exécutif et CEO de Solvay. Le 18 mai 2018, il a été nommé Administrateur et Président du Conseil d'Administration d'ENGIE. Le 8 octobre 2020, il a également été nommé Président du Conseil d'Administration de la Fondation ENGIE.

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administrateur indépendant référent d'AXA (1)
- Administrateur d'Airbus (1)
- Président du Conseil d'Administration de l'Opéra national de Paris
- Administrateur de France Industrie
- Membre de l'*European Round Table for Industry*
- Membre du Comité Directeur de l'Institut Montaigne
- Président de la Chambre de Commerce du Brésil en France

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administrateur et CEO de Solvay (Belgique) (1)
- Administrateur de Faurecia (1)
- Administrateur du Conseil international des associations de la chimie (ICCA)
- Président du Conseil des chefs d'entreprise France-Brésil du Medef International
- *Vice Chairman* du Comité Exécutif du *World Business Council for Sustainable Development* (Suisse)

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Direction Générale
- Secteur industrie

(1) Société cotée



CATHERINE MACGREGOR

Administratrice

Directrice Générale

Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance,

Assiste sans être membre au Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Assiste sans être membre au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

Âge : 49 ans
Nationalité : française
Première nomination : 20 mai 2021
Échéance du mandat : 2025
Actions détenues : 30 000 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Catherine MacGregor a rejoint le groupe ENGIE le 1er janvier 2021 en qualité de Directrice Générale, après avoir effectué toute sa carrière dans le secteur de l'énergie. Catherine MacGregor est diplômée de l'École Centrale de Paris (CentraleSupélec).

De 2019 à 2020, elle a travaillé pour TechnipFMC, où sa mission a consisté à préparer la mise en bourse de Technip Energies, hébergeant les activités d'ingénierie, en tant que responsable de l'entité et membre du comité exécutif de TechnipFMC.

Auparavant, Catherine MacGregor a travaillé 23 ans chez Schlumberger, premier fournisseur mondial de technologies pour la caractérisation, le forage, la production et le traitement des réservoirs pour l'industrie pétrolière et gazière. Elle y a occupé des postes variés dans différentes zones géographiques (République du Congo, Ecosse, États-Unis, etc.) : de chef de divisions opérationnelles (Caractérisation des réservoirs, Forage et mesure, etc.) à la tête de la division régionale Europe et Afrique. Le 8 octobre 2020, elle a été nommée administratrice de la Fondation d'ENGIE.

Principales activités exercées hors de la Société

Néant

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Membre à titre consultatif du Conseil d'Administration de *Toulouse School of Economics*
- Administratrice de l'AFEP
- Membre du Comité Executif du *World Business Council for Sustainable Development* (Suisse)
- Administratrice et membre du bureau de l'Entreprises pour l'Environnement

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de l'École Centrale Supelec (2015-2019)

Compétences clefs

- Direction Générale
- Secteur industrie
- Secteur de l'énergie



FABRICE BRÉGIER

Administrateur

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 60 ans
Nationalité : française
Première nomination : 3 mai 2016
Échéance du mandat : 2024
Actions détenues : 500 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Ancien élève de l'École polytechnique, ingénieur en chef du Corps des mines, Fabrice Brégier a débuté sa carrière à la Direction régionale de l'industrie et de la recherche (DRIRE) de la région Alsace au ministère du Redéploiement industriel et du Commerce extérieur avant d'être nommé Sous-Directeur des affaires économiques, internationales et financières à la Direction Générale de l'Alimentation du ministère de l'Agriculture en 1989. Après plusieurs nominations de Conseiller auprès de différents ministres, Fabrice Brégier rejoint Matra Défense en 1993 où il sera successivement Président de *joint-ventures* franco-allemandes puis Directeur des Activités de Tir à Distance de Sécurité au sein de Matra BAe Dynamics. En 1998, il devient CEO de Matra BAe Dynamics, avant d'être nommé en 2001 CEO de MBDA, société européenne *leader* des systèmes de missiles. Il rejoint Eurocopter début 2003 dont il devient le Président et CEO en avril. Il est nommé en 2005 Directeur de la division Eurocopter et membre du Comité Exécutif d'EADS puis en 2006 Chief Operating Officer d'Airbus et membre du Comité Exécutif d'EADS. De 2012 à 2018, Fabrice Brégier est Président et CEO d'Airbus. En septembre 2018, il devient Président de Palantir Technologies France, société *leader* du Big Data.

Principales activités exercées hors de la Société

Président de Palantir Technologies France

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président de Palantir Technologies France
- Administrateur de KK Wind Solutions
- Administrateur et membre du comité des Nominations et des Rémunérations de SCOR (1)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Chief Operating Officer d'Airbus (1) et Président d'Airbus Commercial Aircraft

Compétences clefs

- Direction Générale
- Digital, innovation, nouvelles technologies
- Secteur industrie

(1) Société cotée



FRANCOISE MALRIEU

Administratrice

Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Membre du Comité d'Audit

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Âge : 76 ans
Nationalité : française
Première nomination : 2 mai 2011
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 3 000 actions
Adresse professionnelle :
19, avenue Léopold-II –
Paris 16e

Françoise Malrieu est une experte de la finance et de la gouvernance. Diplômée des Hautes Études Commerciales, elle commence en 1969 sa carrière au département d'analyse financière de la BNP dont elle prend ultérieurement la direction. Elle rejoint Lazard Frères en 1987 dont elle anime le département de fusions-acquisitions. En tant que Gérant puis Associé-Gérant, elle participe à de nombreuses opérations, en particulier aux programmes de privatisations. En 2001, elle rejoint Deutsche Bank, en tant que Managing Director responsable de l'activité de finance d'entreprises. Elle cesse son activité bancaire en 2010. Ayant mis depuis plusieurs années son expertise et sa connaissance des entreprises au service de la gouvernance, elle participe dès lors activement à la réflexion et à l'élaboration des meilleures pratiques de place. Membre d'instances dirigeantes de plusieurs associations, elle contribue à la mise en œuvre de projets à impact social entre les entreprises et le monde associatif.

Principales activités exercées hors de la Société

Administratrice de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice du Groupe La Poste
- Administratrice de Lazard Frères Banque

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Membre du Conseil de Surveillance d'Oberthur Technologies
- Membre du Conseil de Surveillance de Bayard Presse SA

Compétences clefs

- Finance
- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- RSE



ROSS MCINNES

Administrateur

Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Membre du Comité d'Audit

Âge : 67 ans
Nationalité : française et australienne
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 500 actions
Adresse professionnelle :
SAFRAN –
2, boulevard du Général-Martial-Valin –
Paris 15e

Diplômé de l'Université d'Oxford, Ross McInnes débute sa carrière en 1977 au sein de Kleinwort Benson, à Londres puis à Rio de Janeiro. En 1980, il rejoint la Continental Bank (devenue Bank of America) au sein de laquelle il occupe successivement plusieurs postes dans les activités de *corporate finance,* à Chicago puis à Paris. En 1989, Ross McInnes rejoint Eridania Beghin-Say, dont il est nommé Directeur Financier en 1991, puis membre du Conseil d'Administration en 1999. L'année suivante, Ross McInnes rejoint Thomson-CSF (devenu Thales) en tant que Directeur Général Adjoint et Directeur Financier et accompagne la transformation du Groupe jusqu'en 2005. Il intègre alors le Groupe PPR (devenu Kering) comme Directeur Général, Finances et Stratégie, puis rejoint en 2006 le Conseil de Surveillance de Générale de Santé. Il assure la présidence du Directoire de Générale de Santé de manière intérimaire de mars à juin 2007. Il occupe aussi les fonctions de Vice Chairman de Macquarie Capital Europe, spécialisé notamment dans les investissements en infrastructures. En mars 2009, Ross McInnes intègre Safran et devient Directeur Général Adjoint, Affaires économiques et financières au mois de juin suivant. Il a été membre du Directoire de Safran de juillet 2009 à avril 2011, puis Directeur Général Délégué jusqu'en avril 2015. Le 23 avril 2015, il devient Président du Conseil d'Administration de Safran. Par ailleurs, Ross McInnes est depuis février 2015 Représentant Spécial pour les relations économiques avec l'Australie, nommé par le ministre des Affaires étrangères et du Développement international dans le cadre de la diplomatie économique française. De novembre 2016 à novembre 2019, il est membre du Haut Comité de gouvernement d'entreprise. En février 2017, il rejoint SICOM, l'associé commandité de VIVESCIA Industries, en qualité de "personne qualifiée". En octobre 2017, Ross McInnes est nommé, par le Premier ministre, co-Président du Comité "Action Publique 2022", chargé de proposer des pistes de réformes sur les politiques publiques ; mission achevée depuis lors. Depuis janvier 2018, Ross McInnes est *Trustee* et *Director* de la Fondation IFRS. En octobre 2018, le Premier ministre lui confie la mission de promouvoir la France en direction des entreprises britanniques ou étrangères du secteur non financier implantées au Royaume-Uni. Ross McInnes est par ailleurs Administrateur d'Eutelsat Communications (1).

Principales activités exercées hors de la Société

Président du Conseil d'Administration de Safran (1)

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président du Conseil d'Administration de Safran (1)
- Administrateur d'Eutelsat Communications (1)
- *Trustee* et *Director* de la Fondation IFRS

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administrateur de Lectra (1),
- Administrateur de Faurecia (1),
- Administrateur d'IMI Plc (1) (Grande-Bretagne)

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Finance
- Secteur industrie

(1) Société cotée



MARIE-JOSÉ NADEAU

Administratrice

Présidente du Comité d'Audit

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Âge : 68 ans
Nationalité : canadienne
Première nomination : 28 avril 2015
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 1 000 actions
Adresse professionnelle :
300, avenue des Sommets, App. 1102
Verdun (Québec) – H3E 2B7 (Canada)

Marie-José Nadeau est experte du secteur de l'énergie. Elle est Présidente honoraire du Conseil mondial de l'énergie, une organisation internationale dont elle a présidé le Conseil de 2013 à 2016, après y avoir siégé comme administratrice pendant quinze ans.

Avocate de formation et titulaire d'une maîtrise en droit public de l'Université d'Ottawa, elle a exercé des fonctions stratégiques au sein des gouvernements du Canada et du Québec, avant de rejoindre la direction d'Hydro-Québec (Canada) en qualité de Secrétaire Générale et de Vice-Présidente Exécutive – Affaires corporatives.

Elle siège aux conseils d'administration de TRANSMOUNTAIN Corporation, une société canadienne qui exploite et développe un important réseau de pipelines dans l'Ouest du Canada et des États-Unis, et du *Electric Power Research Institute* (États-Unis), une organisation internationale de R&D dans des technologies innovantes liées aux secteurs de l'électricité et de l'environnement.

En 2009, le Barreau du Québec lui a remis la distinction *Advocatus Emeritus* pour sa contribution à la profession juridique. En 2016, elle a été reçue membre de l'Ordre du Canada en reconnaissance de son engagement dans les domaines de l'éducation et de l'environnement.

Principales activités exercées hors de la Société

Administratrice de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice de TRANSMOUNTAIN Corporation (Canada)
- Administratrice du *Electric Power Research Institute* (États-Unis)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Présidente du Conseil mondial de l'énergie (Royaume-Uni)
- Secrétaire Générale et Vice-Présidente Exécutive – Affaires corporatives de Hydro-Québec (Canada)
- Administratrice de l'Orchestre symphonique de Montréal, et de *Churchill Falls and Labrador Corporation Limited* (Canada)
- Présidente du *Advisory Council du Electric Power Research Institute* (États-Unis)
- Administratrice de Metro Inc. (1) (Canada)

Compétences clefs

- Secteur de l'énergie
- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Direction Générale

(1) Société cotée



LORD PETER RICKETTS OF SHORTLANDS

Administrateur

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 69 ans
Nationalité : anglaise
Première nomination : 3 mai 2016
Échéance du mandat : 2024
Actions détenues : 750 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Diplômé de l'Université d'Oxford et Master of Arts de littérature anglaise du Pembroke College, Honorary DLC de l'Université du Kent et Honorary LLD de l'Université de Bath, Lord Peter Ricketts of Shortlands a débuté sa carrière en 1974 au *Foreign and Commonwealth Office* (FCO). Il a été affecté en 1975 comme Attaché politique à Singapour ; il a ensuite été en poste auprès de la délégation du Royaume-Uni à l'OTAN à Bruxelles avant de rejoindre le FCO, où il exerce les fonctions de Directeur Adjoint du cabinet de Sir Geoffrey Howe, ministre des Affaires étrangères en 1983, de premier secrétaire d'Ambassade à Washington (États-Unis) en 1985, de Chef de division à Hong Kong en 1990, de Conseiller aux affaires européennes et économiques à l'Ambassade en France en 1995 et de Directeur Politique Adjoint en 1997. Il est nommé en 2000 Président du *Joint Intelligence Committee* puis en 2001 Directeur Politique du FCO. De 2003 à 2006, il est représentant permanent du Royaume-Uni à l'OTAN. Il devient en 2006 Secrétaire Général du FCO, puis en 2010 Conseiller pour la sécurité nationale au Royaume-Uni. Enfin, de 2012 à janvier 2016, il a été Ambassadeur du Royaume-Uni en France et à Monaco. En octobre 2016, il est nommé à la *House of Lords*.

Principales activités exercées hors de la Société

Président du *Franco-British Council*
Membre de la *House of Lords*, Londres (Royaume-Uni)
Vice-Président, *Royal United Services Institute*, Londres (Royaume-Uni)
Membre de la *Royal Academy* (Royaume-Uni)

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Conseiller stratégique de Lockheed Martin (Royaume-Uni)

Compétences clefs

- Enjeux géostratégiques
- Secteur public
- Dialogue social / ressources humaines

Administrateur représentant de l'État, nommé par arrêté (1)

Administrateur du secteur public



STEPHANIE BESNIER

Administratrice représentante de l'État, nommée par arrêté

Membre du Comité d'Audit

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 44 ans
Nationalité : française
Première nomination : 19 mai 2021
Échéance du mandat : 2025
Actions détenues : 0 action
Adresse professionnelle :
Agence des Participations de l'État
139, rue de Bercy 75572 –
Paris Cedex 12

Titulaire d'un diplôme d'études approfondies (DEA) d'Analyse et Politique Economique, ancienne élève de l'Ecole Polytechnique (1997), diplômée de l'Ecole nationale des ponts et chaussées, Stéphanie Besnier débute son parcours professionnel en 2001 en tant qu'analyste chez BNP Paribas Londres, puis en 2003 à la direction du Trésor (ministère de l'économie et des finances) comme adjointe au chef du bureau Affaires multilatérales, en charge des pays d'Amérique latine. En 2004, elle est chargée d'affaires entreprises du secteur ferroviaire à l'Agence des Participations de l'État. Elle rejoint, en 2007, la *holding* d'investissement Wendel comme chargée d'affaires, puis directrice d'investissement (2010), directrice (2014) et directrice senior (2016). En 2018, elle est nommée directrice associée, co-responsable de l'activité d'investissement en Europe et en charge des investissements *venture* et *late stage*.
Depuis le 1er mai 2021, elle est Directrice Générale Adjointe de l'Agence des participations de l'État.

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice Générale Adjointe de l'APE

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice de SAFRAN (1) en qualité de représentante de l'État
- Administratrice d'ORANGE (1) en qualité de représentante de l'État

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de Bureau Veritas (1)
- Administratrice de IHS Towers

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Secteur public
- Finance

(1) Société cotée

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État (2)



PATRICE DURAND

Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Âge : 68 ans
Nationalité : française
Première nomination : 14 décembre 2016
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 1 500 actions
Adresse professionnelle :
22, avenue Théophile-Gautier – Paris 16e

Diplômé de l'École polytechnique et de l'École nationale d'administration, Patrice Durand débute sa carrière en 1978 en tant que sous-préfet, Directeur de cabinet du préfet de l'Eure-et-Loir, puis de la région Haute-Normandie en 1979. De 1981 à 1994, il occupe successivement les fonctions de chargé de mission à la Direction Générale de l'Administration au ministère de l'Intérieur, Secrétaire Général Adjoint puis Secrétaire Général du Club de Paris ; chef du bureau Énergie, transports, mines et Secrétaire du Fonds de développement économique et social, chef du bureau Biens d'équipement et autres participations et Sous-Directeur des Participations à la Direction du Trésor. Il devient en 1994 Directeur Général Adjoint puis en 1995 Directeur Général Délégué chargé des affaires économiques et financières d'Air France. À partir de 1999, il est membre du Comité Exécutif en charge notamment des finances de la Direction Centrale des Risques, de l'Inspection générale, des Affaires juridiques, de la Gestion d'actifs, de l'Informatique et des Traitements avant de devenir en 2002 Directeur Général Délégué du Groupe du Crédit Lyonnais. En 2003, il est également nommé Directeur du Fonctionnement et de la Logistique et membre du Comité Exécutif de Crédit Agricole SA. En 2005, il rejoint le Groupe Thales en tant que Directeur Général Adjoint Finances et Administration. De 2012 à 2015, il est Directeur Général Adjoint Finances et Opérations du Groupe Ingenico. Depuis 2016, il est Administrateur de sociétés françaises et étrangères.

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Membre du Conseil de surveillance de *Global Collect Services BV* et de *GCS Holding BV* (Pays-Bas)
- Administrateur de *Ingenico Holding Asie* (Hong Kong) et *Fujian Landi Commercial Equipment Co. Ltd* (Chine)

Compétences clefs

- Finance
- Secteur industrie
- Secteur des services



MARI-NOËLLE JÉGO-LAVEISSIÈRE

Administratrice élue par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Âge : 53 ans
Nationalité : française
Première nomination : 28 avril 2015
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 500 actions
Adresse professionnelle :
ORANGE - 111, quai du Président-Roosevelt - 92130 Issy les Moulineaux

Diplômée de l'École Normale Supérieure, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière est également ingénieur du Corps des mines. Elle a débuté sa carrière en 1996, à la Direction Régionale Paris, Département Réseau de Distribution de France Télécom. Elle occupe ensuite diverses fonctions de direction au sein du groupe dénommé Orange depuis le 1er juillet 2013, notamment dans les activités Marketing, Recherche et Développement, et Réseaux internationaux et Entreprise. Directrice Exécutive Innovation, Marketing et Technologies et membre du Comité Exécutif du groupe Orange depuis mars 2014, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, a été nommée, le 2 mai 2018, Directrice Générale Adjointe du groupe Orange, en charge de l'entité Technology and Global Innovation.

Depuis le 1er septembre 2020, elle est Directrice Générale Adjointe d'Orange en charge de la région Europe (hors France).

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice Générale Adjointe d'Orange en charge de la région Europe (hors France)

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Directrice Générale Adjointe du groupe Orange (1) en charge de la région Europe (hors France)
- Administratrice de Valéo (1)
- Administratrice de NoWCP
- Administratrice d'Orange Roumanie (Roumanie), Orange Pologne, Orange Belgium, Orange Spain, Orange Bank

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de l'Agence Nationale des Fréquences (ANFR),
- Administratrice de Soft@Home,
- Administratrice de Viaccess

Compétences clefs

- Digital, innovation, nouvelles technologies
- Secteur des services
- RSE

(1) Société cotée

Administrateurs élus représentant les salariés (3)



CHRISTOPHE AGOGUÉ

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération des industries électriques et gazières – CFE-Énergies

Membre du Comité d'Audit

Âge : 60 ans
Nationalité : française
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 125 actions
Adresse professionnelle :
GRDF – 6, rue Condorcet – Paris 9e

Christophe Agogué est diplômé des Hautes Études Commerciales avec une spécialisation financière. Il rentre en 1986 à EDF où il est chargé des négociations avec la COGEMA dans le domaine du retraitement du combustible usé. Après un passage en cabinet de direction, il est plus spécialement chargé de la gestion puis membre du Directoire de la filiale Nersa en charge du réacteur Superphénix. En 2001, il rejoint Gaz de France où il anime le département en charge des immobilisations, et participe aux opérations de rachat du réseau de transport à l'État et aux premières réflexions sur la régulation des activités d'infrastructure. Ayant rejoint GRDF depuis sa création, il travaille à la construction de plusieurs tarifs d'acheminement. Il occupe des fonctions syndicales pour le compte de la CFE-Énergies à partir de 2009. Il sera notamment représentant syndical au Comité Central d'Entreprise de GRDF et au Comité Groupe France d'ENGIE, et Secrétaire de son Comité d'Établissement.

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié de GRDF (1) à la Direction Économie Régulation
Auteur d'essais, romans et pièces de théâtre

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Administrateur d'ENGIE Rassembleurs d'Énergies (1)

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- Finance
- Dialogue social / ressources humaines
- Secteur de l'énergie

(1) Groupe ENGIE



ALAIN BEULLIER

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération chimie énergie – CFDT

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 57 ans
Nationalité : française
Première nomination : 21 janvier 2009
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 51 actions
Adresse professionnelle :
ELENGY – Zone portuaire, BP 35 – Montoir-de-Bretagne (44550)

Recruté en 1984, Alain Beullier a exercé différentes activités en service clientèle et de conseiller commercial dans plusieurs centres d'EDF GDF Services en région parisienne. Actuellement salarié d'Elengy chargé de la veille réglementaire environnementale, il a été nommé Administrateur représentant des salariés pour le collège "autres salariés", par suffrage des salariés le 18 décembre 2008 et réélu le 14 mars 2014 et le 15 mars 2018. Alain Beullier est titulaire du Certificat d'Administrateur de sociétés délivré par Sciences-Po *Executive Education* et l'Institut français des administrateurs, promotion 2016.

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié d'Elengy (1) en charge de la veille réglementaire environnementale

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- RSE
- Secteur de l'énergie
- Dialogue social / ressources humaines

(1) Groupe ENGIE



PHILIPPE LEPAGE

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération nationale des Mines et de l'Énergie – CGT

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Âge : 57 ans
Nationalité : française
Première nomination : 28 avril 2014
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 287 actions
Adresse professionnelle :
ELENGY – Zone portuaire, BP 35 - Montoir-de-Bretagne (44550)

Recruté en 1982, Philippe Lepage a exercé d'octobre 1982 à juillet 2002 la fonction de Technicien de maintenance courant fort, de juillet 2002 à janvier 2009 la fonction de Tableautiste et depuis janvier 2009 la fonction d'Assistant chef de quart au terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne. Philippe Lepage a été nommé Administrateur représentant des salariés pour le collège "autres salariés", par suffrage des salariés le 14 mars 2014 et réélu le 15 mars 2018.

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié d'Elengy (1) attaché au Secrétariat Général

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Administrateur représentant les salariés d'Elengy (1) élu par suffrage des salariés le 25 mai 2009, réélu le 14 octobre 2014 et le 8 février 2021

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Membre de l'Association Française du Gaz, représentant des salariés pour la CGT au Comité de Dialogue Sectoriel Gaz de la Commission européenne, membre du bureau du Comité Stratégique de Filière des "Nouveaux Systèmes Énergétiques" et du Groupe de Travail Compétences

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- Digital, innovation, nouvelles technologies
- Secteur de l'énergie
- Environnement réglementaire

(1) Groupe ENGIE

Administratrice représentant les salariés actionnaires, élue par l'Assemblée Générale (1)



JACINTHE DELAGE

Administratrice représentant les salariés actionnaires, élue par l'Assemblée Générale, sur proposition du FCPE Link France et parrainée par l'Association des Actionnaires Salariés et Anciens Salariés du Groupe (AG2S)

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Âge : 45 ans
Nationalité : française
Première nomination : 20 mai 2021
Échéance du mandat : 2025
Actions détenues : 725 actions et 1 100 droits à actions sur différents plans d'action gratuite
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Diplômée de plusieurs troisièmes cycles juridiques en droit économique et droit de l'environnement, titulaire d'un certificat d'Administratrice délivré par l'ESSEC, après avoir travaillé dans des entreprises telles que Novergie et Neuf Cegetel comme juriste, Jacinthe Delage intègre ENGIE Cofely en avril 2007 au sein de la région sud-ouest puis évolue dans la fonction juridique du Groupe de février 2009 à janvier 2016 au sein de la CPCU, du service Concurrence et Régulation du Corporate et du Secrétariat Général de la BU France *BtoB*. Depuis novembre 2018, elle est Responsable du service juridique de l'établissement ENGIE Réseaux dédié aux réseaux de chaleur et de froid en France chez ENGIE Solutions. Elle en est aussi la Responsable éthique depuis septembre 2020.
En 2021, elle devient représentante des porteurs de parts sur la liste AG2S au Conseil de Surveillance du FCPE Link France.

Principales activités exercées hors de la Société

Salariée d'ENGIE Energie Services (1), en tant que responsable du service juridique du territoire Ile de France de l'entité Grandes Infrastructures et Mobilités (GIM), responsable du Pôle support juridique aux métiers réseaux de chaleur et de froid au sein de GIM

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Membre du Comité de Direction de la SAS GéoMarne (1)
- Membre du Comité de Direction du Territoire Ile de France et du Territoire Nord de ENGIE Solutions (1) - Grandes Infrastructures et Mobilités

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Néant

Compétences clefs

- Secteur de l'énergie
- Secteur public
- Environnement réglementaire

(1) Groupe ENGIE

4.1.1.2 Commissaire du gouvernement

Conformément à l'article L. 111-70 du Code de l'énergie, le ministre chargé de l'Énergie désigne auprès de la Société un Commissaire du gouvernement qui assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'Administration et des comités et peut présenter des observations à toute Assemblée Générale.

Laurent Michel, nommé par arrêté du 13 novembre 2014 assure cette fonction. Par arrêté du 15 juillet 2021 de la ministre de la transition écologique, Alice Vieillefosse a été nommée Commissaire du gouvernement suppléante à compter du 1er septembre 2021, en remplacement de Phillipe Geiger qui avait été nommé à cette fonction par arrêté du 2 mars 2021 avec une prise de fonction le 15 mars 2021.

4.1.1.3 Représentant du Comité social et économique

Conformément aux articles L. 2312-72 et suivants du Code du travail, un membre titulaire du Comité social et économique, désigné par ce dernier, assiste avec voix consultative à toutes les séances du Conseil d'Administration. Hamid Aït Ghezala assure cette fonction.

4.1.1.4 Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation

Le Président porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflits d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, le Directeur Général ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 1.12 du Règlement Intérieur.

Outre les dispositions du Code de commerce applicables en matière de conventions réglementées, la Charte de l'Administrateur (voir Section 4.1.2.1 "Présidence et organisation") prévoit notamment que chacun des Administrateurs doit s'efforcer d'éviter tout conflit pouvant exister entre ses intérêts moraux et matériels et ceux de la Société, informer le Conseil de tout conflit d'intérêts dans lequel il pourrait être, directement ou indirectement, impliqué et, dans les cas où il ne peut éviter de se trouver en conflit d'intérêts, s'abstenir de participer aux débats ainsi qu'à toute décision sur les matières concernées.

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de conflit d'intérêts potentiel entre les devoirs, à l'égard d'ENGIE, des Administrateurs et leurs intérêts privés et/ou d'autres devoirs.

Il n'existe aucun lien familial entre les Administrateurs.

À la connaissance d'ENGIE, aucun des Administrateurs ni des dirigeants d'ENGIE n'a, au cours des cinq dernières années, fait l'objet d'une condamnation pour fraude prononcée, participé en qualité de dirigeant à une faillite, mise sous séquestre, liquidation ou placement d'entreprises sous administration judiciaire, fait l'objet d'une mise en cause et/ou sanction publique officielle prononcée par une autorité statutaire ou réglementaire, été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur, ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

Par ailleurs, aucun prêt, aucune garantie n'a été accordé ou constitué en faveur des membres des organes d'administration ou de direction.

4.1.1.5 Indépendance des Administrateurs en exercice

L'article 1.1.2 du Règlement Intérieur dispose que le Conseil doit procéder, chaque année avant l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé, à une évaluation de l'indépendance de chacun de ses membres au regard des critères qu'il aura retenus. Le processus d'évaluation de l'indépendance de chaque Administrateur a été mené par le CNRG lors de sa séance du 24 janvier 2022, puis par le Conseil d'Administration le 14 février 2022.

Ces instances ont examiné au cas par cas la qualification de chacun des Administrateurs au regard du Code Afep-Medef auquel elles se réfèrent.

Il est précisé que les Administrateurs suivants, dont la désignation résulte d'obligations légales ou statutaires, ne peuvent être considérés comme indépendants :

- Stéphanie Besnier, Administratrice représentante de l'État, désignée en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ainsi que Patrice Durand et Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, conformément à l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;
- Alain Beullier, Philippe Lepage et Christophe Agogué, Administrateurs représentant les salariés, conformément aux dispositions des articles L. 22-10-6 et suivants du Code de commerce ; Jacinthe Delage, Administratrice représentant les salariés actionnaires, conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-5 du même Code.

Six Administrateurs sont considérés comme indépendants (voir également la Section 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice"). Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 60%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

Indépendance des Administrateurs au regard des critères d'indépendance énoncés au § 9 du Code Afep-Medef

	Indépendant (I) Non indépendant (NI)	Salarié mandataire social au cours des 5 années précédentes	Mandats croisés	Relations d'affaires significatives	Lien familial	Commissaire aux comptes	Durée du mandat supérieure à 12 ans	Statut du dirigeant mandataire social non-exécutif	Statut de l'actionnaire important
Jean-Pierre Clamadieu	I								
Catherine MacGregor	NI	✗							
Fabrice Brégier	I								
Françoise Malrieu	I								
Ross McInnes	I								
Marie-José Nadeau	I								
Lord Peter Ricketts of Shortlands	I								
Stéphanie Besnier	NI								✗
Patrice Durand	NI								✗
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	NI								✗
Christophe Agogué	NI / NA (1)	✗							
Alain Beullier	NI / NA (1)	✗					✗		
Philippe Lepage	NI / NA (1)	✗							
Jacinthe Delage	NI / NA (1)	✗							

✗ = *critère d'indépendance non satisfait*

(1) Conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants

Critère 1 : Salarié mandataire social au cours des cinq années précédentes

Ne pas être ou ne pas avoir été au cours des cinq années précédentes :

- *salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société ;*
- *salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou Administrateur d'une société que la Société consolide ;*
- *salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou Administrateur de la société mère de la Société ou d'une société consolidée par cette société mère.*

Critère 2 : Mandats croisés

Ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'Administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire exécutif social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de cinq ans) détient un mandat d'Administrateur.

Critère 3 : Relations d'affaires significatives

Ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil :

- *significatif de la Société ou de son Groupe ;*
- *ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité.*

L'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son Groupe est débattue par le Conseil et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation (continuité, dépendance économique, exclusivité, etc.) explicités dans le rapport annuel.

Critère 4 : Lien familial

Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social.

Critère 5 : Commissaire aux comptes

Ne pas avoir été Commissaire aux comptes de la Société au cours des cinq années précédentes.

Critère 6 : Durée du mandat supérieure à 12 ans

Ne pas être Administrateur de la Société depuis plus de 12 ans. La perte de la qualité d'Administrateur indépendant intervient à la date anniversaire des douze ans.

Critère 7 : Statut du dirigeant mandataire social non-exécutif

Un dirigeant mandataire social non exécutif ne peut être considéré comme indépendant s'il perçoit une rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.

Critère 8 : Statut de l'actionnaire important

Des Administrateurs représentant des actionnaires importants de la Société ou sa société mère peuvent être considérés comme indépendants dès lors que ces actionnaires ne participent pas au contrôle de la Société. Toutefois, au-delà d'un seuil de 10% en capital ou en droits de vote, le conseil, sur rapport du Comité des Nominations, s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

4.1.1.6 Situation de cumul des mandats des Administrateurs

Le nombre de mandats exercés par les Administrateurs dans des sociétés cotées extérieures au Groupe y compris étrangères, a été apprécié, au 14 février 2022, conformément aux recommandations du Code Afep-Medef, article 19 selon lequel : *"Un dirigeant mandataire social exécutif ne doit pas exercer plus de deux autres mandats d'Administrateur dans des sociétés cotées extérieures à son groupe, y compris étrangères. Un Administrateur ne doit pas exercer plus de quatre autres mandats dans des sociétés cotées extérieures au groupe, y compris étrangères."*

	Nombre de mandats dans des sociétés cotées extérieures [1]	Conformité aux critères du Code Afep-Medef
Jean-Pierre Clamadieu	2	✓
Catherine MacGregor	0	✓
Fabrice Brégier	1	✓
Françoise Malrieu	0	✓
Ross McInnes	2	✓
Marie-José Nadeau	0	✓
Lord Peter Ricketts of Shortlands	0	✓
Stéphanie Besnier	2	✓
Patrice Durand	0	✓
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	1	✓
Christophe Agogué	0	✓
Alain Beullier	0	✓
Philippe Lepage	0	✓
Jacinthe Delage	0	✓

(1) Selon les critères du Code Afep-Medef

4.1.1.7 Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration s'attache à promouvoir la diversité en son sein au regard des qualifications et expériences professionnelles, du genre, de la nationalité et de l'âge de ses membres.

S'agissant des qualifications et de l'expérience professionnelle des Administrateurs, l'objectif du Conseil est que sa composition soit en adéquation avec les activités d'ENGIE, ses enjeux et ses orientations stratégiques, contribuant ainsi à la qualité des décisions prises.

Faisant suite aux échanges avec les investisseurs menés au cours de l'exercice 2019, le Conseil d'Administration a décidé, sur recommandation du CNRG, de faire évoluer la restitution au marché des compétences des Administrateurs vers une approche plus individualisée et centrée exclusivement sur les compétences clefs de chaque Administrateur.

Sont renseignées, pour chaque Administrateur, ses trois compétences clefs, fondées sur ses qualifications et expériences professionnelles. Elles sont recensées sous les biographies de chacun d'entre eux et dans le tableau ci-dessous.

S'agissant de la proportion de femmes et d'hommes, l'exigence légale d'avoir au moins 40% de femmes et 40% d'hommes au sein du Conseil est satisfaite. Ainsi, au 14 février 2022, la proportion de femmes est de 50% [1].

Sur les 14 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, britannique, canadienne et française).

Enfin, s'agissant de l'âge, le Conseil comprend un seul Administrateur de plus de 70 ans. L'exigence légale applicable, en l'absence de disposition statutaire spécifique, est donc satisfaite, à savoir que le nombre d'Administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne soit pas être supérieur au tiers des Administrateurs en fonction.

(1) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes et de la proportion d'indépendants au sein des Conseils d'Administration, conformément aux règles applicables du Code de commerce et du Code Afep-Medef, la loi prévoit que le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé

Compétences individuelles clefs des Administrateurs

Liste des compétences	Direction Générale	Mandat de Président ou d'Adminis-trateur de grandes entreprises	RSE	Finance	Digital, Innovation, Nouvelles technologies	Dialogue social Ressources humaines	Secteur de l'énergie	Secteur des services	Secteur industrie	Secteur public	Enjeux géo-straté-giques	Environ-nement réglemen-taire
Jean-Pierre Clamadieu	✓	✓							✓			
Catherine MacGregor	✓						✓		✓			
Fabrice Brégier	✓				✓				✓			
Françoise Malrieu		✓	✓	✓								
Ross McInnes		✓		✓					✓			
Marie-José Nadeau	✓	✓					✓					
Lord Peter Ricketts of Shortlands						✓				✓	✓	
Stéphanie Besnier		✓		✓						✓		
Patrice Durand				✓				✓	✓			
Mari-Noëlle Jégo-Laveissiere			✓		✓			✓				
Christophe Agogué				✓		✓	✓					
Alain Beullier			✓			✓	✓					
Philippe Lepage					✓		✓					✓
Jacinthe Delage							✓			✓		✓

4.1.2 Fonctionnement du Conseil d'Administration

4.1.2.1 Présidence et organisation

Le fonctionnement du Conseil est défini à l'article 14 des statuts et ses modalités d'organisation figurent à l'article 1 du Règlement Intérieur, qui précise les voies et les moyens d'un fonctionnement efficace du Conseil au service de la Société et de ses actionnaires ainsi que les obligations des Administrateurs.

Le Conseil d'Administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige et, conformément à son Règlement Intérieur, au moins six fois par an dont au moins une fois par trimestre. Les réunions du Conseil peuvent être tenues par tout moyen de visioconférence ou de télécommunication permettant l'identification des Administrateurs et garantissant leur participation effective.

Assistent également aux réunions du Conseil d'Administration, le Commissaire du gouvernement et le représentant du Comité social et économique central, qui disposent d'une voix consultative ainsi que la Secrétaire Générale et le Secrétaire du Conseil d'Administration.

Une fois par an, le Conseil procède à sa propre évaluation sous la direction du CNRG ; au moins tous les deux ans, cette évaluation est réalisée de manière externe.

Une fois par an également, hors la présence du Directeur Général et des Administrateurs titulaires d'un contrat de travail avec une société du Groupe, le Président tient une réunion d'Administrateurs pour procéder à l'évaluation de la performance du Directeur Général. Le Président informe les membres du Conseil de la tenue de ces réunions. Le Président peut inviter les Administrateurs salariés à participer à tout ou partie de ces réunions.

Le Secrétaire du Conseil assure le secrétariat du Conseil et l'établissement des procès-verbaux de ses séances.

Conformément aux stipulations de l'article 13.6 des statuts, tout Administrateur doit être propriétaire d'au moins 50 actions de la Société, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires applicables. Sur proposition du CNRG, cette obligation statutaire a été renforcée dans le Règlement Intérieur par une obligation de détention minimale de 500 actions par Administrateur, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires.

Cette obligation doit être satisfaite au plus tard dans un délai de 12 mois suivant l'entrée au Conseil d'Administration. Cette obligation ne s'applique pas aux Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à l'Administrateur représentant de l'État, ni aux Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (le nombre d'actions détenues personnellement par les Administrateurs figure à la Section 4.1.1.1 ci-dessus).

Le Règlement Intérieur comprend sous la forme d'annexes la Charte de l'Administrateur et le Code de bonne conduite qui fixent les droits et les devoirs de chaque Administrateur.

La Charte de l'Administrateur comprend les règles relatives à l'exercice du mandat de l'Administrateur, relativement au respect de l'intérêt social, des lois et des statuts, de l'indépendance de l'Administrateur et son devoir d'expression, aux conflits d'intérêts, au professionnalisme de l'Administrateur, à son implication et son efficacité.

L'Administrateur s'engage à consacrer à ses fonctions le temps et l'attention nécessaires. Il s'informe sur les métiers et les spécificités de l'Entreprise, ses enjeux et ses valeurs, y compris en interrogeant ses principaux dirigeants. Il participe aux réunions du Conseil avec assiduité et diligence.

Le taux de participation individuel des Administrateurs aux réunions du Conseil et de ses comités est présenté en Section 4.1.2.6 "Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2021" ci-dessous.

Le Code de bonne conduite, qui édicte les règles relatives aux opérations sur titres de la Société et aux délits et manquements d'initié applicables aux Administrateurs, mandataires sociaux et à tous les salariés, traduit la volonté

de la Société d'assurer une gestion prudente de ses titres, à respecter et faire respecter la réglementation en vigueur en matière d'opérations sur titres réalisées par les mandataires sociaux et les salariés.

En complément de ce qui précède, le statut des Administrateurs salariés, entériné par le Conseil d'Administration lors de sa séance du 9 décembre 2009, précise, pour les Administrateurs représentant les salariés, les conditions d'exercice de leur mandat.

Le Président du Conseil d'Administration :

- organise et dirige les travaux du Conseil, dont il rend compte à l'Assemblée Générale ;
- préside les réunions du Conseil, dirige les délibérations, fait observer le Règlement Intérieur et peut à tout moment suspendre la séance ;
- veille à la qualité des échanges et à la collégialité des décisions du Conseil ;
- s'assure que le Conseil consacre un temps suffisant aux débats et accorde à chacun des points de l'ordre du jour un temps proportionné à l'enjeu qu'il représente pour la Société. Les Administrateurs veillent collectivement à un bon équilibre du temps de parole ;
- s'attache notamment à ce que les questions posées dans le respect de l'ordre du jour reçoivent une réponse appropriée ;
- veille au bon fonctionnement du Conseil et de ses comités auxquels il peut assister et soumettre des questions pour avis ;
- veille à l'application des principes de bonne gouvernance (notamment à ce que les Administrateurs disposent en temps utile et sous une forme claire et appropriée des informations nécessaires à l'exercice de leurs missions) ;
- veille à la bonne organisation des Assemblées Générales qu'il préside ;
- répond aux questions des actionnaires et plus généralement veille aux bonnes relations avec ceux-ci. Il apporte, si nécessaire, son assistance pour répondre aux demandes d'actionnaires non représentés au Conseil et se rend disponible pour les rencontrer et prendre connaissance des commentaires et suggestions de ceux-ci (voir également Section 4.2 "Dialogue actionnarial").

En concertation avec le Directeur Général, le Président du Conseil est en outre chargé :

- d'organiser les travaux stratégiques du Conseil et de suivre la préparation et la mise en œuvre de plans de succession pour les membres du Comité Exécutif du Groupe ;
- d'exercer une fonction de représentation du Groupe à haut niveau auprès des instances et institutions nationales et internationales dans l'intérêt du Groupe.

Par ailleurs, le Président :

- consacre ses meilleurs efforts à promouvoir en toutes circonstances les valeurs et l'image du Groupe ;
- informe en tant que de besoin les membres du Conseil entre deux séances ;
- est seul habilité à s'exprimer et agir au nom du Conseil ;
- porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflit d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, le Directeur Général ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 1.12 du Règlement Intérieur ;
- participe à l'organisation de l'autoévaluation périodique du Conseil conduite dans le cadre du CNRG, ainsi qu'aux réflexions sur les questions de gouvernance liées au fonctionnement du Conseil.

Le Conseil peut confier au Président des missions d'information ou de consultation sur des sujets déterminés relevant de la compétence du Conseil.

Le Président se coordonne avec le Directeur Général, qui assure la direction et la gestion opérationnelle du Groupe.

Outre l'exercice des pouvoirs qui lui sont conférés par la loi, le Président peut être consulté par le Directeur Général sur tout sujet relevant de la conduite de l'entreprise.

Le Président est tenu régulièrement informé par le Directeur Général des événements significatifs de la vie du Groupe, notamment en ce qui concerne la stratégie, l'organisation, les investissements et désinvestissements. Sur invitation du Directeur Général, le Président peut participer aux réunions internes avec les dirigeants et équipes de la Société, afin d'apporter son éclairage sur les enjeux stratégiques.

En cas d'empêchement, le Président est remplacé, conformément à l'article 1.3.1 du Règlement Intérieur, par un Vice-Président ou, à défaut, par le Directeur Général, s'il est lui-même Administrateur ou, à défaut, par un autre Administrateur choisi par le Conseil en début de séance.

4.1.2.2 Missions du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration détermine collégialement les orientations stratégiques de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des lois et règlements applicables et des statuts de la Société, il détermine le cadre de supervision de la Direction Générale. Il exerce également les pouvoirs suivants :

- nomme les dirigeants mandataires sociaux ;
- se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent ;
- s'attache à promouvoir la création de valeur par l'entreprise à long terme en prenant en considération les enjeux sociaux et environnementaux de ses activités ;
- veille à ce que les actionnaires et les investisseurs reçoivent une information pertinente, équilibrée et pédagogique sur la stratégie, le modèle de développement, la prise en compte des enjeux extra-financiers significatifs pour la Société ainsi que sur ses perspectives à long terme ;
- procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns ;
- examine, au moins une fois par an :
  - le budget,
  - la stratégie industrielle du Groupe,
  - la stratégie financière du Groupe,
  - l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe,
  - la politique d'égalité professionnelle et salariale.

Le Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société et représente la Société dans ses rapports avec les tiers. Toutefois, certaines opérations importantes sont soumises à l'autorisation préalable du Conseil d'Administration, telles que les opérations suivantes :

- prise ou cession de toutes participations directes ou indirectes de la Société, dans toutes sociétés créées ou à créer, participation à la création de toutes sociétés, joint-ventures, groupements et organismes, souscription à toutes émissions d'actions, de parts sociales ou d'obligations, lorsque l'exposition financière de la Société ou du Groupe excède 250 millions d'euros pour l'opération considérée ;
- opérations d'apports, d'échanges, avec ou sans soulte, portant sur des biens, titres ou valeurs, pour un montant excédant 250 millions d'euros ;
- contrats de fourniture, travaux ou services (à l'exception des contrats afférents aux opérations d'achat à long terme d'énergie), y compris le cas échéant leurs avenants successifs, portant sur un montant excédant 400 millions d'euros ;

- en cas de litige, traités et transactions, compromis, pour un montant excédant 200 millions d'euros ;
- projets d'achat à long terme d'énergie du Groupe portant par opération sur des quantités supérieures à :
  - pour le gaz, 30 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement,
  - pour l'électricité, 20 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement ;
- opérations significatives se situant hors de la stratégie annoncée de la Société ;
- opérations d'acquisition ou de cession d'immeubles dont le montant excède 200 millions d'euros ;
- opérations suivantes dont le montant excède 1,5 milliard d'euros :
  - consentir ou contracter tous prêts, emprunts, crédits et avances par la Société, ou autoriser à cet effet les filiales ou tout véhicule de financement du Groupe,
  - acquérir ou céder, par tout mode, toutes créances,
  - conclure les contrats significatifs avec l'État relativement aux objectifs et aux modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à la Société ou ses filiales, dans les limites fixées par la loi.

Le Conseil autorise chaque année le Directeur Général à délivrer des cautions, avals et garanties et à émettre des emprunts obligataires pour des montants dont le Conseil détermine la somme totale.

4.1.2.3 Travaux du Conseil d'Administration

13
RÉUNIONS

14
ADMINISTRATEURS

100%
DE PARTICIPATION

Au cours de l'exercice 2021, le Conseil d'Administration d'ENGIE s'est réuni à 13 reprises avec un taux de participation de 100%. Le taux d'assiduité individuel moyen aux réunions du Conseil d'Administration et des comités pour l'année 2021 est mentionné, pour chaque Administrateur, à la Section 4.1.2.6 "Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2021".

L'ordre du jour des séances du Conseil d'Administration est établi par le Président en concertation avec le Directeur Général. Il a pour objectif de traiter prioritairement les sujets qui, au regard des principes de gouvernance du Groupe et en application des textes en vigueur comme du Règlement Intérieur, impliquent une décision.

Chaque séance débute par un point consacré à la santé-sécurité, suivi d'une revue de la situation du Groupe.

Des réunions des Administrateurs n'exerçant pas de fonctions exécutives dans la Société, dites "sessions exécutives", se tiennent très régulièrement à l'issue des séances du Conseil. Les sujets évoqués sont variés ; si nécessaire ils font l'objet d'une restitution au Directeur Général.

Principales activités en 2021

Orientations stratégiques du Groupe et suivi de ses activités :

- repositionnement d'ENGIE pour une croissance de long terme et durable en se concentrant sur les Renouvelables et les Infrastructures pour soutenir la décarbonation de ses clients ;
- mise en œuvre opérationnelle des nouvelles orientations stratégiques ;
- poursuite du recentrage géographique ;
- sortie complète du nucléaire en 2025 et arrêt des travaux de *Long Term Operation* (LTO) ;
- préparation et suites à donner au séminaire de réflexion stratégique annuel du Conseil (voir encadré) ;
- mise en place d'un dispositif spécifique pour l'atteinte des objectifs du Groupe dans le marché de l'éolien *offshore* ;
- ajustement de la méthode de calcul du taux de rendement interne dans le cadre de l'accélération des investissements dans les renouvelables.

Investissements et ventes d'actifs :

- revue d'une série de projets d'investissement et de désinvestissement nécessitant la décision du Conseil, dont :
  - le processus de cession d'EQUANS conclu à l'automne par une promesse d'achat signée par Bouygues ;
  - la vente de la participation de 60,5 % dans ENGIE EPS SA à la société taïwanaise TCC ;
  - la cession de 11,5% de GRTgaz à la Caisse des Dépôts et à CNP Assurances ;
  - la cession d'ENDEL au groupe Altrad ; et
  - le désengagement partiel de Gaztransport & Technigaz (GTT).

Séminaire stratégique

Réunis comme chaque année en séminaire stratégique, les membres du Conseil ont échangé sur les évolutions sectorielles et les attentes des parties prenantes du Groupe. Ils ont fait un point d'avancée, six mois après son lancement, sur la mise en œuvre de la feuille stratégique du Groupe, partagé les conclusions issues de chantiers stratégiques menés sur l'avenir des infrastructures gazières, les ambitions dans les infrastructures électriques à l'international et celles dans la fourniture d'énergie aux particuliers et sur le modèle de recherche et d'innovation du Groupe. Ils ont également mené une réflexion plus globale sur les activités et l'exposition du Groupe au Brésil.

Finance, audit et risques :

- arrêté des comptes sociaux et consolidés, proposition d'affectation du résultat et leurs projets de communiqué de presse ;
- politique de dividende et guidance ;
- arrêté des documents de gestion prévisionnelle ;
- arrêté du budget et du plan d'affaires à moyen terme ;
- renouvellement des autorisations annuelles consenties au Directeur Général d'émettre des emprunts obligataires et de délivrer des cautions, avals et garanties ;
- refinancement de la ligne de crédit syndiqué qui arrive à échéance en 2022 ;
- revue des risques 2021.

Gouvernance, nominations et rémunérations :

- information sur la composition du Comité Exécutif, déploiement de nouvelle organisation ;
- enseignements à tirer du dialogue entre le Président et les actionnaires, les investisseurs et les *proxy advisors*, notamment dans le cadre des *roadshows* de gouvernance ;
- préparation de l'Assemblée Générale Mixte et réponses aux questions écrites des actionnaires ;
- politique de diversité, compétence et indépendance des Administrateurs en exercice ;
- élections des Administrateurs représentant les salariés ;
- nominations dans les comités du Conseil ;
- bilan du mandat du Président du Conseil ;
- évaluation du fonctionnement du Conseil ;
- politique d'actionnariat salarié et le plan à venir ;
- rémunération des mandataires sociaux ;
- plans d'actions de performance.

Responsabilité Sociale d'Entreprise :

- objectifs RSE : neutralité et trajectoire carbone, sortie du charbon et décarbonation des clients ;
- examen de l'adéquation des projets d'investissements avec chacun des critères RSE du Groupe, prenant ainsi en considération les enjeux sociaux, éthiques et climatiques ;
- politique d'égalité professionnelle et salariale ;
- déclaration relative à l'esclavage moderne prévue par la réglementation britannique ;
- *reportings* internes consacrés à la RSE.

Sessions exécutives

Des réunions d'Administrateurs n'exerçant pas de fonctions exécutives, se tiennent très régulièrement à l'issue du Conseil. Ces sessions exécutives traitent de sujets variés qui vont au-delà de la seule évaluation de la performance du dirigeant mandataire social exécutif.

Le Comité d'Audit et le CNRG sont systématiquement précédés ou suivis d'une réunion des membres, hors la présence du management. Les membres du CEEDD se réunissent une fois par an, hors la présence du management, pour évoquer le fonctionnement du comité et les sujets sur lesquels ses membres souhaitent voir le comité se pencher.

Formation

En 2021, les Administrateurs ont pu bénéficier de deux formations collectives sous forme de sessions d'informations thématiques. La première a porté sur le démantèlement des unités des centrales nucléaires belges (contexte, aspects industriels, organisationnels et sociaux, cadre réglementaire). La seconde a traité des activités de la BU *Global Energy Management* (GEM) (activité globale de la BU, dispositifs d'encadrement des risques, des résultats financiers et des principaux enjeux de GEM au service de la stratégie d'ENGIE).

En complément du programme de formation sur mesure dont peut bénéficier tout nouvel Administrateur, la Société organise régulièrement des sessions de formation individuelle à la demande d'Administrateurs.

En 2022, il est prévu à date que les Administrateurs bénéficient d'autres sessions d'information. La 1re porte sur les scénarios énergétiques, la 2e sur la Responsabilité Sociétale des Entreprises et le *reporting* extra-financier. Les autres thèmes n'ont pas encore été arrêtés.

4.1.2.4 Les comités

Quatre comités permanents assistent le Conseil d'Administration :

- le Comité d'Audit ;
- le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies ;
- le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance ; et
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

La présidence de chaque Comité est assurée par un Administrateur indépendant.

Les comités ont pour mission d'étudier toutes questions relatives au Groupe que le Conseil ou le Président soumet pour avis à leur examen, de préparer les travaux et décisions du Conseil relativement à ces sujets et projets, et de rapporter leurs conclusions au Conseil sous forme de comptes rendus, propositions, avis, informations ou recommandations.

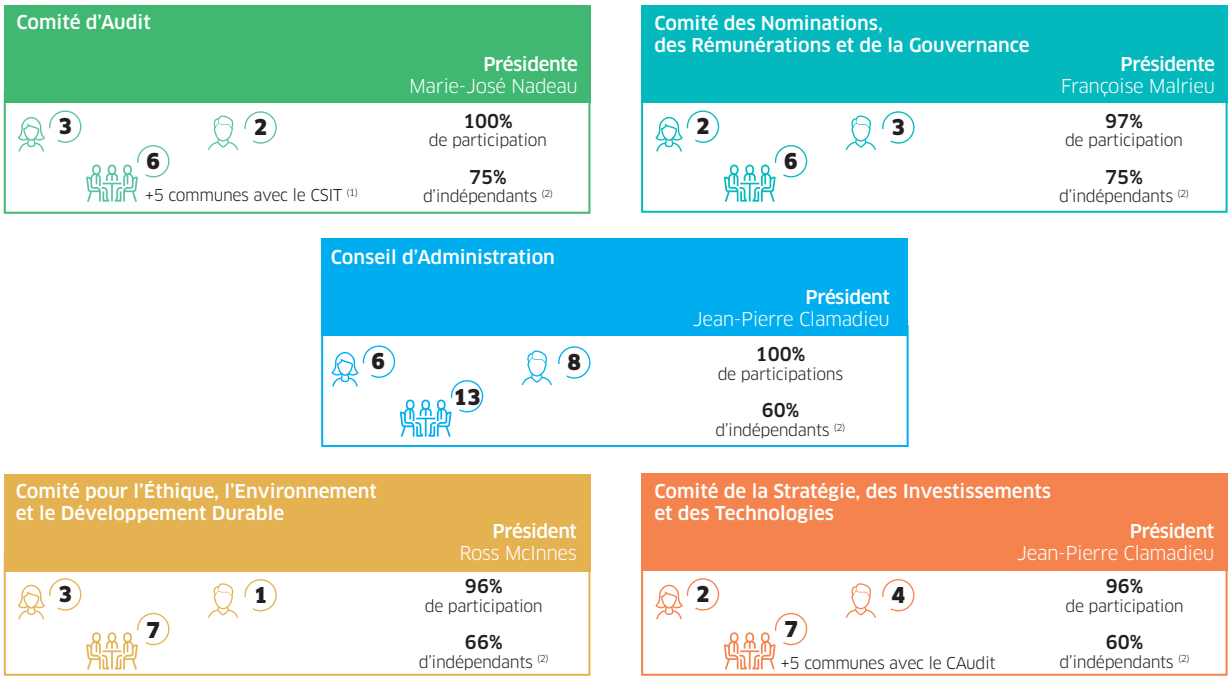
Les comités accomplissent leur mission sous la responsabilité du Conseil d'Administration. Un comité ne peut traiter de sa propre initiative des questions qui déborderaient du cadre propre de sa mission. Les comités n'ont pas de pouvoir de décision.

Le Conseil, sur proposition de son Président et après avis du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, désigne les membres composant les comités ainsi que leur Président, en tenant compte des compétences, de l'expérience et de la disponibilité des Administrateurs (voir Section 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice" et le tableau "Changements intervenus dans la composition du Conseil d'Administration et des comités" sous la Section 4.1.1).

Pour l'accomplissement de leurs travaux, après en avoir informé le Président du Conseil et à charge d'en rendre compte au Conseil, les comités peuvent entendre les membres des Directions de la Société et du Groupe et/ou solliciter des études techniques sur des sujets relevant de leur compétence, aux frais de la Société. En cas de recours par les comités aux services de conseils externes, les comités doivent veiller à l'objectivité du conseil concerné.

Selon les comités, la pratique des sessions exécutives, c'est-à-dire qu'une partie de la réunion du Comité se tienne hors la présence du management, est systématique ou occasionnelle.

Le secrétariat des comités du Conseil est assuré par le Secrétariat Général.



(1) Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
(2) Conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas pris en compte pour déterminer la proportion d'indépendants au sein du Conseil et des comités

En outre, un Comité ad hoc, composé de Jean-Pierre Clamadieu, Catherine MacGregor, Françoise Malrieu, Ross McInnes, Marie-José Nadeau, Christophe Agogué et Stéphanie Besnier, s'est réuni à deux reprises pour préparer la décision du Conseil relative à la cession d'EQUANS.

4.1.2.4.1 Le Comité d'Audit

6	5	5	100%
RÉUNIONS	RÉUNIONS COMMUNES AVEC LE CSIT	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité d'Audit est composé de cinq membres : Marie-José Nadeau (1) (Présidente), Christophe Agogué (depuis le 29 juillet 2021), Stéphanie Besnier (depuis le 20 mai 2021), Françoise Malrieu (1) et Ross McInnes (1).

Le Comité d'Audit s'est réuni à six reprises au cours de l'année 2021, avec un taux de participation de 100%. Les Commissaires aux comptes ont assisté à toutes les séances, excepté les séances communes avec le CSIT.

Chaque réunion du Comité est suivie d'une session exécutive.

4.1.2.4.1.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité d'Audit sont :

- le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et, le cas échéant, la formulation de recommandations pour en garantir l'intégrité ;
- l'examen préalable et l'avis sur les projets de comptes annuels et semestriels ;
- l'audition, lorsqu'il l'estime nécessaire, des Commissaires aux comptes, de la Direction Générale, de la Direction Financière, de l'Audit interne ou de toute autre membre du management ;
- l'examen, avant leur publication, des communiqués financiers importants ;
- la sélection, la désignation ou le renouvellement des Commissaires aux comptes ;
- le suivi de la réalisation par les Commissaires aux comptes de leurs missions ;
- le suivi du respect des conditions d'indépendance des Commissaires aux comptes ;
- le suivi de la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes et l'application des règles de plafonnement des honoraires liés ;
- l'examen annuel des honoraires des Commissaires aux comptes et de leurs plans d'intervention ;
- le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de contrôle et de l'audit interne du Groupe ;
- l'examen, avec les responsables de l'audit interne, des plans d'interventions et d'actions dans le domaine de l'audit interne, les conclusions de ces interventions et actions et les recommandations et suites qui leur sont données ;
- le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de gestion de risques du Groupe, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ;
- la prise de connaissance, régulièrement, de la situation financière, de la trésorerie et des engagements et risques significatifs du Groupe.

(1) Administrateur indépendant

Le Comité rend compte régulièrement au Conseil de l'exercice de ses missions. Il rend également compte des résultats de la mission de certification des comptes, de la manière dont cette mission a contribué à l'intégrité de l'information financière et du rôle qu'il a joué dans ce processus. Il informe sans délai le Conseil de toute difficulté rencontrée.

4.1.2.4.1.2 Les principales activités en 2021

Les activités du Comité d'Audit se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

- les comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2020 et au 30 juin 2021, les informations financières des 1er et 3e trimestres 2021 et les communiqués de presse correspondants ;
- les hypothèses et prévisions de clôture semestrielle et annuelle ainsi que les documents de gestion prévisionnelle ;
- la trajectoire financière et la guidance 2021 ;
- les rapports d'activité trimestriels de l'audit interne ainsi que le suivi des recommandations d'audit et les plans annuels d'audit interne 2021 et 2022 ;
- la revue du contrôle interne Groupe 2020 et les objectifs 2021 ;
- le risque prioritaire nucléaire ;
- le suivi des projets de cessions de participations, dont EQUANS et GTT ;
- les comptes de fonctionnement de la Présidence et du Conseil d'Administration ;
- le projet de Document d'enregistrement universel 2020 (hors les parties du ressort d'autres comités) et les projets de résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale ;
- l'approbation préalable des travaux confiés aux Commissaires aux comptes en dehors de leur mission d'audit et le suivi de ces missions, le bilan des honoraires 2020 des Commissaires aux comptes et leur programme de travail 2021 ;
- les risques industriels liés à certains grands projets ;
- la revue des assurances du Groupe ;
- la présentation des activités du centre de services partagés GBS, leur évolution et la contribution à la performance du Groupe ;
- la politique fiscale du Groupe, les principaux litiges fiscaux et les projets de réformes fiscales ;
- la transparence des implantations à l'étranger ;
- les conventions réglementées et courantes ;
- le risque prioritaire cybersécurité ;
- la politique de financement 2021 et le refinancement de la ligne de crédit syndiqué qui arrive à échéance en 2022 ;
- les relations avec les investisseurs dont les retours des *roadshows*.

4.1.2.4.2 Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

7	5	6	96%
RÉUNIONS	RÉUNIONS COMMUNES AVEC LE COMITE D'AUDIT	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies est composé de six membres : Jean-Pierre Clamadieu (1) (Président), Stéphanie Besnier (depuis le 20 mai 2021), Patrice Durand, Philippe Lepage, Ross McInnes (1) et Marie-José Nadeau (1).

Le Directeur Général assiste aux réunions du CSIT.

Le CSIT s'est réuni à 12 reprises au cours de l'année 2021, avec un taux moyen de participation de 96%.

4.1.2.4.2.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité sont :

- l'expression d'avis sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le plan stratégique ;
- l'examen de tous les projets de croissance externe et interne, de cessions, d'accords stratégiques, d'alliances ou de partenariat soumis au Conseil ;
- l'examen des choix stratégiques en matière d'évolutions technologiques ainsi que sur les questions de création et de modernisation d'équipements industriels et de contrats de fourniture, travaux ou services sur base annuelle ou pluriannuelle, de politique d'achat et de projets immobiliers significatifs.

4.1.2.4.2.2 Les principales activités en 2021

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

- les engagements du Groupe relatifs à la sortie du charbon ;
- le dispositif spécifique mis en place pour l'atteinte des objectifs du Groupe dans le marché de l'éolien *offshore* et l'ajustement de la méthode de calcul du taux de rendement interne dans le cadre de l'accélération des investissements dans les renouvelables ;
- une série de projets d'investissements et de cession ;
- les points d'étape sur les projets en cours ;
- les retours d'expérience sur les acquisitions et le *look-back* sur une série de projets acquis ;
- la préparation de et les suites à donner au séminaire stratégique annuel du Conseil ;
- le suivi des tendances et faits marquants sectoriels.

Activités des réunions communes du Comité d'Audit et du CSIT :

- la sortie complète du nucléaire en 2025 et l'arrêt des travaux de *Long Term Operation* (LTO) ;
- la nouvelle feuille de route stratégique, dévoilée le 18 mai 2021, incluant les feuilles de route des GBU, les ambitions du Groupe et le plan financier à court terme ;
- l'accompagnement du projet de cession d'EQUANS (le plan industriel et les éléments de valorisation) ;
- le budget et le plan d'affaires à moyen terme.

(1) Administrateur indépendant

4.1.2.4.3 Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

6	5	97%
RÉUNIONS	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance est composé de cinq membres : Françoise Malrieu [(1)] (Présidente), Alain Beullier, Fabrice Brégier [(1)], Stéphanie Besnier (depuis le 20 mai 2021) et Lord Peter Ricketts of Shortlands [(1)].

Le Président et le Directeur Général assistent aux réunions du CNRG, sauf pour les questions qui les concernent.

Chaque réunion du Comité donne lieu à une session exécutive.

Le CNRG s'est réuni six fois en 2021, avec un taux moyen de participation de 97%. Un Administrateur a manqué une séance.

4.1.2.4.3.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité sont l'examen et la formulation de recommandations au Conseil d'Administration s'agissant de :

- toutes candidatures à un poste d'Administrateur devant être soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale, ainsi qu'à un poste de membre des comités et à la présidence de ces comités ;
- la succession du Président et du Directeur Général de la Société ;
- la rémunération, le régime de retraite et de prévoyance, les avantages en nature et les droits pécuniaires divers attribués au Président et au Directeur Général ainsi qu'aux éventuels membres du Conseil titulaires de contrats de travail signés avec la Société ;
- la direction des travaux réalisés en vue de l'évaluation annuelle du Conseil ;
- l'appréciation, en liaison avec le Président, du bon fonctionnement des organes de gouvernance ;
- l'examen à titre consultatif du plan de succession des dirigeants de la Société et l'information sur les projets de la Direction Générale relatifs à la nomination des membres du Comité Exécutif et sur la politique de rémunération de ces derniers ;
- l'examen de toute candidature du Président et du Directeur Général à un mandat social dans une société cotée extérieure au Groupe ;
- le maintien du bénéfice des attributions gratuites d'actions en faveur des membres du Comex.

4.1.2.4.3.2 Les principales activités en 2021

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

Nominations et Gouvernance :

- la politique de diversité au sein du Conseil, la composition du Conseil et de ses comités, l'indépendance et les compétences des Administrateurs ;
- l'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses comités ;
- le bilan du mandat du Président du Conseil ;
- les plans de succession ;
- le processus d'élection des Administrateurs représentant les salariés ;
- l'information sur la composition du Comité exécutif et sur la mise en place et le déploiement de la nouvelle organisation ;
- les recommandations émises par les investisseurs et *proxy advisors* lors des *roadshows* gouvernance menés par le Président du Conseil ;
- la politique et le prochain plan d'actionnariat salarié ;
- les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale ;
- le Chapitre Gouvernance du projet de Document d'enregistrement universel 2020.

Rémunérations :

- la rémunération des mandataires sociaux ;
- le taux de réussite des plans d'actions ;
- le plan d'actions de performance au titre de 2021 ;
- l'information sur la rémunération des membres du Comex et la politique de rémunération des cadres dirigeants ;
- les ratios d'équité ;
- les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale ;
- la Section Rémunération du projet de Document d'enregistrement universel 2020.

(1) Administrateur indépendant

4.1.2.4.4 Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

7	4	96%
RÉUNIONS	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable est composé de quatre membres : Ross McInnes [(1)] (Président), Jacinthe Delage (depuis le 29 juillet 2021), Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Françoise Malrieu [(1)].

Le Directeur Général assiste aux réunions du CEEDD.

Une fois par an, les membres du Comité se réunissent hors la présence du management pour évoquer le fonctionnement du Comité et les sujets sur lesquels ils souhaitent voir le Comité se pencher.

Le Comité s'est réuni à sept reprises au cours de l'année 2021, avec un taux moyen de participation de 96%. Un Administrateur a manqué une séance.

4.1.2.4.4.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité sont :

- le suivi du bon niveau d'engagement du Groupe en matière d'éthique, de conformité extra-financière et de responsabilité environnementale, sociale et sociétale ;
- l'examen des politiques, référentiels et chartes du Groupe dans ces domaines ;
- l'examen des politiques en matière de ressources humaines et la prise de connaissance du suivi des risques correspondants ;
- l'assurance, le cas échéant, de la mise en place d'un dispositif de prévention et de détection de la corruption et du trafic d'influence ;
- l'examen des risques et opportunités liés au changement climatique et plus généralement la veille relative à la prise en compte par le Groupe des enjeux extra-financiers et des perspectives à long terme, notamment au travers de la fixation d'objectifs extra-financiers.

4.1.2.4.4.2 Les principales activités en 2021

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

Éthique et *compliance* :

- le rapport annuel d'activités Éthique et *compliance* ;
- l'évolution des politiques éthiques ;
- la déclaration relative à l'esclavage moderne (règlementation britannique).

Responsabilité environnementale et sociétale :

- la performance RSE du Groupe et le rapport de l'un des Commissaires aux comptes sur celle-ci ;
- les objectifs RSE et leur déploiement, y compris l'objectif de neutralité carbone, la trajectoire carbone et la certification " *Sciences Based Targets* " ;
- le PAMT CO_2 ;
- la politique de sortie du charbon ;
- le projet de résolution dite *Say on Climate ;*
- le risque prioritaire "changement climatique" et la mise en œuvre des recommandations de la "*Task force on Climate-related Financial Disclosure*" (TCFD) ;
- la publication sous référentiel "*Sustainability Accounting Standards Board*" (SASB) ;
- la nouvelle matrice de matérialité ;
- le projet de rapport intégré ;
- la déclaration de performance extra-financière et la Section RSE du projet de Document d'enregistrement universel 2020 ;
- l'examen, avant communication à l'ensemble des Administrateurs, d'un *reporting* RSE interne l'informant notamment de l'ensemble des faits saillants impactant ENGIE, des actualités internes et externes, des éventuelles controverses et comprenant un focus spécifique sur le climat, l'eau et la biodiversité.

Responsabilité sociale d'employeur :

- le bilan annuel santé et sécurité ;
- la revue de chaque accident mortel et les plans d'actions en matière de santé-sécurité (le CEEDD s'est réuni à deux reprises de manière exceptionnelle sur ces sujets) ;
- le risque prioritaire "*Risques RH liés aux enjeux de transformation*" ;
- les résultats de l'enquête annuelle d'engagement des collaborateurs ;
- la politique et les index d'égalité professionnelle et salariale.

(1) Administrateur indépendant

4.1.2.5 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration

L'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités en 2021 a été menée sous la direction du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) avec l'assistance d'un consultant externe.

Le questionnaire utilisé, validé par le CNRG, comprenait à la fois des questions fermées, permettant un suivi statistique des réponses reçues, et des questions ouvertes, permettant aux Administrateurs de préciser leurs réponses et d'émettre des observations et des propositions d'évolution.

Les questions ont porté principalement sur le fonctionnement opérationnel du Conseil et de ses comités, l'élaboration et la mise en œuvre de la stratégie, la prise en compte des enjeux climatiques par le Conseil et les priorités pour 2022.

La restitution des travaux, réalisée sous l'égide de la Présidente du CNRG, a été faite à ce Comité le 24 janvier 2022 et au Conseil d'Administration le 14 février 2022.

Il ressort notamment de l'évaluation du Conseil et du bilan du Président que la gouvernance est considérée comme ayant très nettement progressé avec comme points forts une intégration réussie de la nouvelle Directrice Générale qui a construit une relation de confiance avec le Conseil, un Président qui a fortement fait progresser le Conseil dans l'efficacité de ses méthodes de travail, un Conseil qui est plus ramassé et qui a appris à travailler ensemble malgré les contraintes imposées par la crise de la Covid-19, un fonctionnement efficace des comités et du Comité ad hoc lors d'opérations spéciales et enfin un séminaire stratégique très utile.

Le Conseil souhaite continuer à se focaliser sur le suivi de la mise en œuvre du plan stratégique et la transformation et faire un point régulier sur sa cohérence avec la raison d'être. Le Conseil souhaite également que l'analyse rétrospective des investissements permettant d'analyser leur performance soit développée.

Par ailleurs, le Conseil doit poursuivre l'approfondissement des enjeux climatiques dans les débats stratégiques. Si le Conseil estime disposer des compétences suffisantes pour appréhender les enjeux climatiques, des formations spécifiques, notamment sous la forme de séances d'informations thématiques, pourraient être utilement organisées.

Enfin, sur l'animation du Conseil, il conviendrait de revenir autant que faire se peut à des réunions physiques et d'organiser à nouveau des visites de sites.

Le Conseil d'Administration et les comités ont pris acte des recommandations issues de ce travail d'évaluation et leur donneront les suites nécessaires. Une session d'information thématique du Conseil sur les scénarios de transition énergétique et climatique a été organisée le 4 février 2022 et une session consacrée à la performance et au *reporting* extra-financier est prévue au 2e trimestre 2022.

Le taux de participation individuel des Administrateurs aux réunions du Conseil et de ses comités en 2021 est publié à la Section 4.1.2.6 ci-après.

4.1.2.6 Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2021

	Conseil d'Administration	Comité d'Audit	CSIT	CNRG	CEEDD
Jean-Pierre Clamadieu	100%		100%		
Catherine MacGregor (1)	100%				
Stéphanie Besnier	100% (2)	100% (1)	75% (1)	67% (1)	
Fabrice Brégier	100%			100%	
Isabelle Bui (3)	100%	100%	75%	100%	
Françoise Malrieu	100%	100%		100%	100%
Ross McInnes	100%	100%	100%		100%
Marie-José Nadeau	100%	100%	100%		
Lord Peter Ricketts of Shortlands	100%			100%	
Patrice Durand	100%		100%		
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	100%				86 %
Christophe Agogué	100%	100% (4)			100% (5)
Alain Beullier	100%			100%	
Philippe Lepage	100%		100%		
Christophe Aubert (6)	100%	100%			
Jacinthe Delage	100% (1)				100% (4)
TAUX D'ASSIDUITÉ GLOBALE	**100%**	**100%**	**96%**	**97%**	**96%**

(1) Depuis le 20 mai 2021
(2) Depuis le 19 mai 2021
(3) Jusqu'au 19 mai 2021
(4) Depuis le 29 juillet 2021
(5) Jusqu'au 29 juillet 2021
(6) Jusqu'au 20 mai 2021

4.2 Dialogue actionnarial

4.2.1 Dialogue du Président

Le Président a maintenu un dialogue régulier avec les actionnaires individuels du Groupe.

Dans le contexte de la crise sanitaire et conformément aux dispositions légales, l'Assemblée Générale s'est tenue à huis clos le 20 mai 2021. Afin de favoriser un dialogue continu et ouvert avec le Groupe, et en complément du dispositif légal des questions écrites, les actionnaires ont pu poser leurs questions (écrit, audio, vidéo) en amont de l'Assemblée Générale. Ils ont également pu poser leurs questions en direct tout au long de la séance grâce à une plateforme en ligne dédiée. En préparation de l'Assemblée Générale, le Président a participé à des réunions avec les membres du Comité Consultatif des Actionnaires d'ENGIE, les principales associations d'actionnaires individuels et les représentants des actionnaires salariés. L'Assemblée Générale a été retransmise en direct et dans son intégralité sur le site internet du Groupe et reste accessible en différé.

Le Président est également allé à la rencontre des actionnaires individuels notamment à l'occasion du salon Investir Day, à Paris le 23 novembre 2021.

Au cours de l'année 2021, le Président a en outre dialogué avec les principaux investisseurs institutionnels et agences de conseils en vote, notamment dans le cadre des *roadshows* gouvernance menés en mars 2021 où il a pu échanger en matière de stratégie, de gouvernance, de rémunérations et de RSE y compris les enjeux climatiques.

Ce dialogue se poursuit en 2022.

4.2.2 Assemblée Générale du 21 avril 2022 – Composition du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 14 février 2022, de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 21 avril 2022.

Les mandats de Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil, et de Ross McInnes arriveront à expiration à l'issue de cette Assemblée Générale.

Le Conseil d'Administration qui s'est réuni le 16 décembre 2021 a décidé de proposer le renouvellement du mandat de Jean-Pierre Clamadieu et de Ross McInnes.

En conséquence, la dernière évaluation du Conseil (dont les résultats sont rapportés à la Section 4.1.2.5) montre que celui-ci fonctionne de manière efficace sous la présidence de Jean-Pierre Clamadieu. Le Conseil a l'intention de confirmer Jean-Pierre Clamadieu dans ses fonctions de Président du Conseil d'Administration en cas de renouvellement de son mandat par l'Assemblée Générale. Ce renouvellement intervient dans le cadre retenu par ENGIE de continuer la dissociation des fonctions de Président et de Directeur Général, qui est adapté à la situation et aux enjeux du Groupe et qui lui permet de bénéficier de la complémentarité des profils, expériences et parcours de Jean-Pierre Clamadieu et de Catherine MacGregor.

Ross McInnes, Président du CEEDD, membre du Comité d'Audit et du CSIT, fait bénéficier le Conseil de son expérience de sociétés industrielles cotées à dimension internationale et de son expertise en matière financière et en gouvernance.

Le Conseil d'Administration qui s'est réuni le 2 mars 2022 a décidé de proposer la désignation de Marie-Claire Daveu. L'expérience de Marie-Claire Daveu en matière de responsabilité environnementale et sociétale ainsi que sa connaissance des énergies renouvelables viendront renforcer la gouvernance du Groupe et compléter les diverses expériences et compétences présentes au sein du Conseil d'Administration, en adéquation avec les enjeux et les orientations stratégiques du Groupe.

À l'issue de l'Assemblée Générale, sous réserve du vote favorable de ces résolutions, le Conseil d'Administration sera composé de 15 membres. La proportion d'Administrateurs indépendants sera de 64% et de femmes de 55% (1).

Le Conseil d'Administration a décidé, de tenir l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022 en présentiel à Paris Expo Porte de Versailles - 1 place de la Porte de Versailles - Paris 15e, sauf nouvelles mesures gouvernementales liées à la Covid-19 qui conduiraient à une tenue à huis clos.

Dans ce cadre, l'attention des actionnaires est attirée sur le fait qu'il est possible de voter à l'Assemblée Générale et d'adresser des questions écrites au Conseil soit par voie postale soit par voie électronique, dans les conditions prévues par la réglementation.

Les documents d'information préparatoires à cette Assemblée Générale seront disponibles sur le site internet du Groupe (www.engie..com/assemblee-generale-avril-2022).

Les actionnaires sont invités à consulter régulièrement cette page du site qui précisera les modalités de participation.

(1) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes et de la proportion d'indépendants au sein des Conseils d'Administration, conformément aux règles applicables du Code de commerce et du Code Afep-Medef, la loi prévoit que le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé

4.3 Direction Générale

La Direction Générale de la Société est assumée depuis le 1er janvier 2021 par Catherine MacGregor. Son mandat de Directrice Générale viendra à échéance en même temps que son mandat d'Administrateur, soit à l'issue de l'Assemblée générale qui statuera en 2025 sur les comptes clos au 31 décembre 2024.

Le Directeur Général, investi des pouvoirs les plus étendus pour agir, en toutes circonstances, au nom de la Société, exerce ses fonctions dans la limite de l'objet social et sous réserve des pouvoirs que la loi attribue expressément aux Assemblées Générales d'actionnaires et au Conseil d'Administration. Les pouvoirs et fonctions respectifs du Président du Conseil d'Administration et du Directeur Général sont déterminés par le Conseil d'Administration et par le Règlement Intérieur (voir Section 4.1.2.1 "Présidence et organisation").

L'élaboration de la stratégie d'ENGIE et le suivi opérationnel de sa mise en œuvre sont assurés par deux instances exécutives, le Comité Exécutif et le Comité de Direction Opérationnel.

En charge du pilotage du Groupe, le Comité Exécutif (Comex) réunit les Directeurs Généraux Adjoints sous la direction du Directeur Général. Il établit les décisions stratégiques selon les orientations définies par le Conseil d'Administration ; il élabore les perspectives d'ENGIE à long terme et s'assure de la réalisation des objectifs à court terme. Il prend les décisions importantes notamment d'investissement, revoit la performance et suit le rythme de la transformation du Groupe.

À la date du présent document, le Comex est composé des 11 membres suivants :

- **Catherine MacGregor,** Directrice Générale ;
- **Paulo Almirante,** Directeur Général Adjoint en charge des activités Renouvelables, également responsable des activités de gestion globale de l'énergie et du nucléaire ;
- **Sébastien Arbola,** Directeur Général Adjoint en charge des activités de Production Thermique, Hydrogène et de Fourniture d'Énergie ;
- **Jean-Sébastien Blanc,** Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines ;
- **Frank Demaille,** Directeur Général Adjoint en charge de la Transformation et des Géographies ;
- **Yves Le Gélard,** Directeur Général Adjoint en charge du Digital et des Systèmes d'Information ;
- **Cécile Prévieu,** Directrice Générale Adjointe en charge des activités *Energy Solutions* ;
- **Pierre-François Riolacci,** Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise et des Achats ;
- **Édouard Sauvage,** Directeur Général Adjoint en charge des activités Infrastructures ;
- **Jérôme Stubler,** Directeur Général Adjoint, Directeur Général d'EQUANS ;
- **Claire Waysand,** Directrice Générale Adjointe en charge du Secrétariat Général, de la Stratégie, de la Recherche & Innovation et de la Communication.

Le Comité de Direction Opérationnel, dénommé OPCOM, chargé des activités opérationnelles, réunit les Directeurs Généraux Adjoints, les Directeurs Généraux des entités, les Directeurs des *Global Business Units,* des régions et des principaux pays et les responsables des principales directions fonctionnelles.

Il est présidé par la Directrice Générale. L'OPCOM met en œuvre les décisions stratégiques d'ENGIE ; il est également en charge de porter la transformation du Groupe au plus près des géographies.

Conformément à l'article L. 22-10-10-2° du Code de commerce, le rapport sur le gouvernement d'entreprise comprend des *"informations sur la manière dont la Société recherche une représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du comité mis en place, le cas échéant, par la Direction Générale en vue de l'assister régulièrement dans l'exercice de ses missions générales et sur les résultats en matière de mixité dans les 10% de postes à plus forte responsabilité. Si la Société n'applique pas une telle politique, le rapport comprend une explication des raisons le justifiant".*

Le *"comité mis en place, le cas échéant, par la Direction Générale en vue de l'assister régulièrement dans l'exercice de ses missions générales"* correspond au Comex.

S'agissant des 10% de postes à plus forte responsabilité, si le périmètre évoqué par le Code de commerce est celui de la Société soit ENGIE SA, au regard de l'organisation du Groupe, de sa structure intégrée et de son positionnement dans plus de 40 pays pour un total de 171 474 collaborateurs, il semble plus pertinent de considérer le Groupe dans son ensemble au regard de l'esprit de la loi. Hors Comex, le Groupe compte environ 485 cadres dirigeants dont 64 dirigeants EQUANS répartis sur l'ensemble des géographies sur lesquelles il est présent et dont la fonction consiste à délivrer la stratégie du Groupe. ENGIE considère que le périmètre pertinent à retenir pour les 10% de postes à plus forte responsabilité est celui de l'OPCOM.

Le Comex compte 11 membres, dont trois femmes (27,3%) et trois nationalités. Sur proposition de la Direction Générale, le Conseil d'Administration a fixé un objectif que le Comex comprenne au moins 40% de femmes et au moins 40% d'hommes à horizon 2025.

Au 1er janvier 2022, l'OPCOM est composé de 55 membres, dont 15 femmes (27,3%). Il réunit 12 nationalités. Du fait de la nouvelle organisation du Groupe, 41 membres de l'OPCOM ont été nommés en 2021, dont 10 femmes. Hors EQUANS, l'OPCOM est composé de 50 membres dont 15 femmes (30%).

Depuis plusieurs années, la politique du Groupe en matière de nomination consiste à renforcer la mixité. Le Groupe veille à développer des viviers de talents mixtes, composés de cadres dirigeants et de hauts potentiels, participant ainsi à la féminisation des deux instances susmentionnées à savoir le Comex et l'OPCOM. Ainsi pour les postes clés du Groupe, la décision finale de nomination est prise à partir d'une liste de candidats comprenant des hommes et des femmes. La plupart des nominations proviennent de ce vivier composé d'environ 570 personnes, dont 34% de femmes (500 personnes et 35,9% de femmes sans EQUANS).

Ces actions ont pour objectif de permettre de faire évoluer les parcours de carrière et l'évolution de talents aux profils divers pour disposer à terme d'organes de gouvernance incarnant pleinement la politique de diversité du Groupe.

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction

4.4.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux

La rémunération des dirigeants mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG). Elle fait l'objet d'une présentation et de votes contraignants lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires conformément aux articles L. 22-10-8, L. 22-10-9 et L. 22-10-34 du Code de commerce.

La politique de rémunération est revue annuellement par le CNRG et s'appuie notamment sur des études spécifiques.

Dans ses recommandations au Conseil d'Administration, le CNRG veille à proposer une politique de rémunération en conformité avec l'intérêt social et les pratiques des grands groupes internationaux comparables pour des positions similaires, sur la base d'un *benchmark* réalisé par un cabinet externe comprenant des sociétés du CAC 40, de l'Eurostoxx 50 (à l'exclusion des sociétés du secteur financier) et de l'Eurostoxx *Utilities*.

Conformément à l'article 9.6 du Code Afep-Medef, le Président du Conseil d'Administration, ayant la qualité d'Administrateur indépendant, ne perçoit pas de rémunération variable liée à la performance de la Société.

La rémunération des autres dirigeants mandataires sociaux comprend en règle générale :

- une part fixe ; ce montant fixe demeure inchangé pendant la durée du mandat sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du CNRG, en décide autrement ;
- une part variable équilibrée par rapport au total des rémunérations et dont l'objet est de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats ; et
- une part incitative à long terme soumise à des conditions de performance.

Des critères de performance exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et maintiennent un lien entre la performance du Groupe et la rémunération de ses dirigeants dans une perspective de court, moyen et long terme, contribuant ainsi à la stratégie et à la pérennité de la Société.

Les politiques de rémunération applicables pour le Président du Conseil et pour le Directeur Général à compter de 2022 sont mentionnées à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.1 Rémunération fixe

Rémunération fixe au titre de 2021

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, a perçu une rémunération de 450 000 euros.

La rémunération annuelle fixe de Catherine MacGregor, Directrice Générale, s'est élevée à 1 000 000 euros, à laquelle s'ajoute un avantage en nature annuel de 4 060 euros.

Rémunération fixe au titre de 2022

Il est renvoyé à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.2 Rémunération variable

Rémunération variable au titre de 2020

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, n'a perçu aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

Quant à Claire Waysand, Directrice Générale par intérim du 24 février au 31 décembre 2020, le Conseil d'Administration du 26 février 2020 a, sur proposition du CNRG, arrêté une rémunération spécifique au titre de son mandat de Directeur Général par intérim, dans la limite de 400 000 euros, soumise à deux conditions de performance : l'efficacité du fonctionnement de la direction collégiale et sa capacité à assurer le pilotage opérationnel du Groupe pendant cette période. Sur proposition du CNRG, le Conseil d'Administration du 17 décembre 2020 a décidé d'arrêter à son plafond de 400 000 euros cette rémunération spécifique au vu de la qualité de la gestion pendant la période de transition, notamment sous l'angle des critères précités.

Par ailleurs, au titre du contrat de travail de Claire Waysand, la rémunération variable annuelle correspond à un bonus cible de 100% de la rémunération fixe annuelle correspondant à un taux d'atteinte de 100% des objectifs, assortie d'un plafond de maximum 150% en cas de surperformance.

Ce bonus est soumis à hauteur de 65% à des critères quantitatifs (RNRPG pour moitié, ROC et dette nette économique pour un quart chacun) et de 35% à une évaluation qualitative ; enfin un malus jusqu'à 20% de la cible peut s'appliquer (Santé-Sécurité/*Compliance*).

La part qualitative a été soumise aux critères de performance suivants :

- gestion de la crise Covid-19 et préparation de la sortie de crise (60%) :
  - santé/sécurité des salariés,
  - continuité des services essentiels et rapidité de la reprise de toutes les activités,
  - sécurisation de la liquidité et mitigation des impacts financiers ;
- progrès dans la simplification du Groupe et la sélectivité des activités et des géographies (20%) ;
- qualité des relations entre Conseil et Management et engagement du Comex et des équipes (20%).

Lors de sa séance du 25 février 2021, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG :

- constaté que le taux de réussite des critères quantitatifs s'élève à 37,5% (décomposé comme suit : RNRPG par action (1/2) : 0% ; ROC (1/4) : 0% ; Dette nette économique (1/4) : 150%) ;
- établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 132%.

Compte tenu des pondérations respectives des critères quantitatifs (65%) et qualitatifs (35%), cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 70,58%.

Le montant de la part variable au titre de 2020 versé à Claire Waysand au titre de son contrat de travail s'élève ainsi à 388 190 euros pour la totalité de l'exercice 2020, soit 323 491 prorata temporis du 24 février au 31 décembre 2020.

Rémunération variable au titre de 2021

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, ne perçoit aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

S'agissant de Catherine MacGregor, Directrice Générale, la rémunération variable annuelle cible à verser en 2022 au titre de 2021 s'élève à 100% de la rémunération fixe (1 000 000 euros) pour un taux d'atteinte des objectifs de 100% avec un maximum de 140% de la rémunération fixe (1 400 000 euros) en cas de dépassement des objectifs fixés.

Elle est décomposée en deux parties : une partie financière (65%) et une partie extra-financière (35%).

Pour la partie financière, les critères retenus sont le RNRPG (25%), le ROC (25%), le free cash flow (hors GEM) (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2021 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 25 février 2021.

Pour la partie extra-financière, figurent :

- la simplification et le renforcement de l'organisation : mise en place de l'organisation, Comex, engagement (30 %) ;
- l'efficacité dans la mise en œuvre de la stratégie : Equans, stratégie de croissance des GBU, gestion de la performance (40%) ;
- le taux de fréquence des accidents du travail (10%) ;
- les émissions de CO_2 liées à la production d'énergie (10%) ;
- la surperformance par rapport à la moyenne du secteur communiquée par chacune des cinq agences de notation suivantes : SAM, Sustainalytics, Vigeo-Eiris, MSCI et CDP Climat (10%).

Lors de sa séance du 14 février 2022, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG :

- constaté que le taux de réussite des critères financiers s'élève à 129 % (décomposé comme suit : RNRPG par action : 140 % ; ROC : 140 % ; Free cash-flow : 123 % ; Dette nette économique : 112 %) ;
- établi le taux de réussite des critères extra-financiers à 121 % (décomposé comme suit : organisation : 110%, stratégie : 130% ; taux de fréquence des accidents du travail : 140% - voir toutefois la réduction du bonus précisée ci-après ; émissions de CO_2 liées à la production d'énergie : 117% ; surperformance en matière de notations RSE : 100%).

Compte tenu des pondérations respectives des critères financiers et extra-financiers, cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 126%, soit un montant de 1 259 000 euros.

Toutefois, compte tenu de la gravité des accidents survenus en 2021 et sur proposition de la Directrice Générale le Conseil a décidé qu'une réduction de 15% du bonus cible, soit 150 000 euros, sera appliquée sur le bonus à verser en 2022 au titre de 2021 qui sera ainsi ramené de 1 259 000 euros à 1 109 000 euros.

Le montant de la part variable au titre de 2021 s'élève ainsi à 1 109 000 euros. Il ne sera versé à Catherine MacGregor que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.

Rémunération variable au titre de 2022

Il est renvoyé à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.3 Rémunération incitative à long terme (Unités de Performance)

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, suivant les recommandations du Code Afep-Medef qui visent à inscrire l'action des dirigeants dans la durée, a recommandé au Conseil d'Administration que les dirigeants mandataires sociaux exécutifs bénéficient de rémunérations ayant un caractère incitatif à long terme, à condition qu'elles soient raisonnables et subordonnées à des conditions de performance strictes et comparables à celles des autres bénéficiaires. Le Conseil d'Administration du 26 février 2020 a décidé que cette part ne pourra, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale du Directeur Général.

Jusqu'en 2021, les plans d'incitation à long terme ont pris la forme d'Unités de Performance (UP).

Unités de Performance au titre de l'exercice 2020

Aucune UP n'a été attribuée au titre de 2020.

Unités de Performance au titre de l'exercice 2021

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, ne s'est vu attribuer aucune UP au titre de 2021 conformément à la politique de rémunération qui prévoit que la rémunération du Président du Conseil ne comprend pas de rémunération variable annuelle ou pluriannuelle ni aucun dispositif d'intéressement à long terme.

Sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil d'Administration a, lors de sa séance du 25 février 2021, attribué 120 000 UP au titre de 2021 à Catherine MacGregor, Directrice Générale. Les UP attribuées au titre de 2021 ont été valorisées à 7,34 euros l'unité.

Unités de Performance au titre de l'exercice 2022

À compter de 2022, il est proposé d'intégrer le Directeur Général dans le plan d'actions de performance, qui remplacerait les Unités de Performance dont il bénéficiait jusqu'à présent. Il est renvoyé à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.4 Régime de retraite

Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire au titre de ses fonctions de Président du Conseil d'Administration.

Catherine MacGregor, Directrice Générale, bénéficie d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82 du Code général des impôts) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe. La Directrice Générale bénéficie également du régime de retraite obligatoire (article 83 du Code général des impôts) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe.

4.4.1.5 Contrat de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence

	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Pierre Clamadieu *Président*	Non	Non	Non	Non
Catherine MacGregor *Directrice Générale*	Non	voir 4.4.1.4	voir ci-dessous	voir ci-dessous

En cas de départ du Groupe, l'ancien Directeur Général sera tenu par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en douze mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ du dirigeant, renoncer à l'application de cette clause.

En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave du dirigeant mandataire social et quelle que soit la forme que revêt ce départ, le Directeur Général bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne.

Pour le surplus, l'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef sont applicables à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "*année de rémunération*" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée sur la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

4.4.1.6 Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

	2021		2020	
En euros	Montants dus au titre de 2021	Montants versés en 2021	Montants dus au titre de 2020	Montants versés en 2020
Jean-Pierre Clamadieu				
Président				
Rémunération fixe	450 000	450 000	450 000	450 000
Rémunération variable	0	0	0	0
Abondement dédié à la retraite	0	0	0	0
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Rémunération d'Administrateur	0	0	0	0
Avantages en nature	0	0	0	0
TOTAL	**450 000**	**450 000**	**450 000**	**450 000**

	2021		2020	
En euros	Montants dus au titre de 2021	Montants versés en 2021	Montants dus au titre de 2020	Montants versés en 2020
Catherine MacGregor				
Directrice Générale				
Rémunération fixe	1 000 000	1 000 000	Non applicable	Non applicable
Rémunération variable	1 109 000	0	Non applicable	Non applicable
Abondement dédié à la retraite	527 250	000	Non applicable	Non applicable
Rémunération exceptionnelle	0	0	Non applicable	Non applicable
Rémunération d'Administrateur	0	0	Non applicable	Non applicable
Avantages en nature	4 060	4 060	Non applicable	Non applicable
TOTAL	**2 640 310**	**1 004 060**	**NON APPLICABLE**	**NON APPLICABLE**

4.4.1.7 Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social

En euros	2021	2020
Jean-Pierre Clamadieu		
Président		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	450 000	450 000
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
TOTAL	**450 000**	**450 000**

En euros	2021	2020
Catherine MacGregor		
Directrice Générale		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	2 640 310	Non applicable
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	Non applicable
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	Non applicable
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	880 800	Non applicable
TOTAL	**3 521 110**	

La valorisation des Unités de Performance (UP), réalisée sur base d'un modèle fourni par un cabinet externe spécialisé, est fondée sur une approche commune à toutes ses entreprises clientes afin d'obtenir des valorisations comparables. Elle utilise les paramètres et hypothèses conformes aux préconisations des normes IFRS, mais prend en compte toutes les éventuelles conditions de performance (externes et internes), et non pas uniquement les conditions de performance dites "de marché" comme dans les normes IFRS 2. Cette valorisation tient compte également du cours de l'action, du taux de dividende annuel attendu, de la volatilité historique de l'action, du taux sans risque, d'une maturité à trois ans et d'une durée d'acquisition de trois ans et de la durée d'exercice qui est de trois ans. Ainsi la valorisation unitaire retenue est de 11,15 euros pour l'attribution au titre de 2014, de 9,69 euros pour l'attribution au titre de 2015, de 7,73 euros au titre de 2016, de 6,09 euros au titre de 2017, de 6,58 euros au titre de 2018, de 7,84 euros au titre de 2019 et de 7,34 euros au titre de 2021.

Cette valorisation est théorique, dans la mesure où l'acquisition effective des UP (plusieurs années après leur attribution) dépend de la réalisation de conditions de performance strictes et exigeantes.

4.4.1.8 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2021 ou attribués au titre du même exercice à chaque dirigeant mandataire social de la Société, soumis au vote des actionnaires

Conformément à l'article L. 22-10-34 II du Code de commerce, l'Assemblée Générale des actionnaires du 21 avril 2022 statuera sur les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés au cours ou attribués au titre de l'exercice 2021 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration et à Catherine MacGregor, Directrice Générale.

Les éléments de rémunération variables ou exceptionnels attribués au titre de l'exercice 2021 ne peuvent être versés qu'après approbation par l'Assemblée Générale des éléments de rémunération du dirigeant mandataire social concerné.

4.4.1.8.1 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2021 ou attribués au titre de l'exercice 2021 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2021	Montants attribués au titre de l'exercice 2021	Commentaires
Rémunération fixe	450 000 €	450 000 €	La rémunération annuelle fixe de Jean-Pierre Clamadieu s'élève à 450 000 €.
Rémunération variable annuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable annuelle.
Abondement dédié à la retraite	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun abondement dédié à la retraite.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne perçoit pas de rémunération à raison de son mandat d'Administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune attribution de stock-option, d'Action de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme.
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune indemnité de prise ou de cessation de fonction.
Régime de retraite supplémentaire	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire.
Avantages de toute nature	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu n'a pas bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.4.1.8.2 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2021 ou attribués au titre de l'exercice 2021 à Catherine MacGregor, Directrice Générale

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2021	Montants attribués au titre de l'exercice 2021	Commentaires
Rémunération fixe	1 000 000€	1 000 000€	La rémunération fixe de Catherine MacGregor a été fixée à 1 000 000 €
Rémunération variable annuelle	Néant	1 109 000€	La rémunération variable annuelle cible à verser en 2022 au titre de 2021 s'élève à 100% de la rémunération fixe (1 000 000 euros) pour un taux d'atteinte des objectifs de 100% avec un maximum de 140% de la rémunération fixe (1 400 000 euros) en cas de dépassement des objectifs fixés. Elle est décomposée en deux parties : une partie financière (65%) et une partie extra-financière (35%). Pour la partie financière, les critères retenus sont le RNRPG (25%), le ROC (25%), le free cash flow (hors GEM) (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2021 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 25 février 2021. Pour la partie extra-financière, figurent : • la simplification et le renforcement de l'organisation : mise en place de l'organisation, Comex, engagement (30 %) ; • l'efficacité dans la mise en œuvre de la stratégie : EQUANS, stratégie de croissance des GBU, gestion de la performance (40%) ; • le taux de fréquence des accidents du travail (10%) ; • les émissions de CO_2 liées à la production d'énergie (10%) ; • la surperformance par rapport à la moyenne du secteur communiquée par chacune des cinq agences de notation suivantes : SAM, Sustainalytics, Vigeo-Eiris, MSCI et CDP Climat (10%). Lors de sa séance du 14 février 2022, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG : • constaté que le taux de réussite des critères financiers s'élève à 129 % (décomposé comme suit : RNRPG par action : 140 % ; ROC : 140 % ; Free cash-flow : 123 % ; Dette nette économique : 112 %) ; • établi le taux de réussite des critères extra-financiers à 121 % (décomposé comme suit : organisation : 110% , stratégie : 130% ; taux de fréquence des accidents du travail : 140% - voir toutefois la réduction du bonus précisée ci-après ; émissions de CO_2 liées à la production d'énergie : 117% ; surperformance en matière de notations RSE : 100%). Compte tenu des pondérations respectives des critères financiers et extra-financiers, cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 126%, soit un montant de 1 259 000 euros. Toutefois, compte tenu de la gravité des accidents survenus en 2021 et sur proposition de la Directrice Générale, le Conseil a décidé qu'une réduction de 15% du bonus cible, soit 150 000 euros, sera appliquée sur le bonus à verser en 2022 au titre de 2021 qui sera ainsi ramené de 1 259 000 euros à 1 109 000 euros. Le montant de la part variable au titre de 2021 s'élève ainsi à 1 109 000 euros. Il ne sera versé à Catherine MacGregor que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a bénéficié d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a pas perçu de rémunération à raison de son mandat d'Administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a bénéficié d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Valorisation : 880 800€	Catherine MacGregor a bénéficié de l'attribution de 120 000 unités de performance au titre de 2021 (voir note sur cette valorisation théorique à la Section 4.4.1.7 du Document d'enregistrement universel 2021).

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2021	Montants attribués au titre de l'exercice 2021	Commentaires
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	En cas de départ du Groupe, l'ancien Directeur Général sera tenu par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en douze mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ du dirigeant, renoncer à l'application de cette clause. En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave du dirigeant mandataire social et quelle que soit la forme que revêt ce départ, le Directeur Général bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne. Pour le surplus, l'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef est applicable à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "*année de rémunération*" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée sur la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.
Régimes de retraite supplémentaire	Néant	527 250€	Le Directeur Général bénéficie d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe. Au titre de 2021, cet abondement s'élève à 527 250 euros et sera versé en 2022 sous réserve du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022. Le Directeur Général bénéficie également du régime de retraite obligatoire (article 83) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe. Le montant de la cotisation (article 83) au titre de 2021 s'élève à 26 327 €.
Avantages de toute nature	4 060€	4 060€	Catherine MacGregor a bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.4.1.9 Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations

Multiples de rémunération pour la fonction de Président

Tableau des ratios au titre du I. 6° et 7° de l'article L.22-10-9 du Code de commerce [1]

En euros	2017	2018	2019	2020	2021
Rémunération de la **Fonction Président :**		350 000	433 064	450 000	450 000
Jean-Pierre Clamadieu à compter du 18/05/2018 - Auparavant Gérard Mestrallet était Président					
Évolution par rapport à l'exercice précédent			24%	4%	0%
Informations sur le périmètre de la société cotée - non représentative au sens de l'activité et du nombre de salariés					
Rémunération moyenne des salariés	72 365	73 875	73 845	76 791	77 142
Évolution par rapport à l'exercice précédent	5%	2%	0%	4%	0%
Rémunération médiane des salariés	64 361	66 175	66 487	72 571	66 967
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Informations complémentaires sur le périmètre élargi France [2]					
Rémunération moyenne des salariés	45 551	46 307	46 476	46 870	48 278
Évolution par rapport à l'exercice précédent	1%	2%	0%	1%	3%
Rémunération médiane des salariés		Non disponible			
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés		7,6	9,3	9,6	9,3
Évolution par rapport à l'exercice précédent			23%	3%	-3%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés		Non calculable			
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Performance de la société [3]					
COI croissance organique	5%	5%	14%	-16%	47%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	150%	0%	180%	-214%	194%
ROCE	6,30%	6,50%	6,10%	5,45%	8,90%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	9%	3%	-6%	-11%	63%
RN récurrent part du Groupe hors E&P et GNL (Bn€)	2,54	2,38	2,46	1,70	3,20
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-9%	-6%	3%	-31%	85%

(1) Les informations reprises dans la présente Section sont établies sur la base des lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021
(2) Le ratio jugé pertinent est celui qui prend en considération l'ensemble des salariés en France
(3) La performance est appréciée sur une base consolidée

Multiples de rémunération pour la fonction de Directeur Général

Tableau des ratios au titre du I. 6° et 7° de l'article L.22-10-9 du Code de commerce

Exercice N-1	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**
Rémunération de la **Fonction DG :** Isabelle Kocher du 3 mai 2016 au 24 février 2020 puis Claire Waysand par intérim à partir du 24 février 2020 au 31 décembre 2020 puis Catherine MacGregor depuis le 1er janvier 2021	2 319 438	2 550 142	2 588 572	1 287 669	2 608 350
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-2%	10%	2%	-50%	103%
Informations sur le périmètre de la société cotée - non représentative au sens de l'activité et du nombre de salariés					
Rémunération moyenne des salariés	72 365	73 875	73 845	76 791	77 142
Évolution par rapport à l'exercice précédent	5%	2%	0%	4%	0%
Rémunération médiane des salariés	64 361	66 175	66 487	72 571	66 967
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Informations complémentaires sur le périmètre élargi France (1)					
Rémunération moyenne des salariés	45 551	46 307	46 476	46 870	48 278
Évolution par rapport à l'exercice précédent	1%	2%	0%	1%	3%
Rémunération médiane des salariés		Non disponible			
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	50,9	55,1	55,7	27,5	54,0
Évolution par rapport à l'exercice précédent		8%	1%	-51%	97%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés		Non calculable			
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Performance de la société (2)					
COI croissance organique	5%	5%	14%	-16%	47%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	150%	0%	180%	-214%	194%
ROCE	6,30%	6,50%	6,10%	5,45%	8,90%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	9%	3%	-6%	-11%	63%
RN récurrent part du Groupe hors E&P et GNL (Bn€)	2,54	2,38	2,46	1,70	3,20
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-9%	-6%	3%	-31%	85%

(1) Le ratio jugé pertinent est celui qui prend en considération l'ensemble des salariés en France
(2) La performance est appréciée sur une base consolidée

4.4.1.10 Politique de rémunération des mandataires sociaux

Les politiques de rémunération des mandataires sociaux ci-dessous seront soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des Actionnaires qui se tiendra le 21 avril 2022, conformément à l'article L. 22-10-8 du Code de commerce.

4.4.1.10.1 Politique de rémunération des Administrateurs

Sur proposition du Conseil d'Administration, l'Assemblée Générale fixe le montant global de l'enveloppe annuelle de la rémunération des Administrateurs, à répartir par le Conseil entre ses membres.

Le Conseil d'Administration du 11 décembre 2013, sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, a fait évoluer les règles de répartition de l'enveloppe annuelle fixée par l'Assemblée Générale du 16 juillet 2008 d'un montant, inchangé depuis 2008, de 1,4 million d'euros, selon un système de distribution individuelle, alliant une part fixe à une part variable prépondérante en fonction de la présence des Administrateurs aux séances du Conseil et à celles des comités du Conseil, conformément à l'article 21.1 du Code Afep-Medef.

Les règles de répartition appliquées sont présentées ci-après. Elles sont inchangées en 2022 par rapport à 2021. Elles ont été modifiées pour la dernière fois le 29 juillet 2019. Il est rappelé que les dirigeants mandataires sociaux ne perçoivent pas de rémunération au titre de leur participation au Conseil d'Administration.

Administrateur		Part fixe	15 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	55 000 euros (1), si 100% de présence
Comité d'Audit	Président	Part fixe	15 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	44 000 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros (1), si 100% de présence
CSIT	Président (2)	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	27 500 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 euros (1), si 100% de présence
CEEDD	Président	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 euros (1), si 100% de présence
CNRG	Président	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 euros (1), si 100% de présence

(1) Part variable augmentée de 25% pour les non-résidents européens et de 50% pour les non-résidents non-européens, en cas de participation physique aux réunions

(2) Jean-Pierre Clamadieu, Président du CSIT, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation aux travaux du Conseil et de ce comité

4.4.1.10.2 Les Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Il a été versé, au titre de l'exercice 2021, aux mandataires sociaux non dirigeants les rémunérations figurant au tableau ci-après, étant précisé que, sauf autre indication, aucune autre rémunération ne leur a été versée de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées au titre dudit exercice.

En euros	**Exercice 2021 (1)**	**Exercice 2020 (1)**
Fabrice Brégier	91 500 (2)	91 500 (2)
Patrice Durand (3)	77 775 (2)	77 775 (2)
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière (3)	75 812 (2)	74 970 (2)
Françoise Malrieu	150 500 (2)	150 500 (2)
Ross McInnes	150 500 (2)	150 500 (2)
Marie-José Nadeau	177 087 (4)	166 389 (4)
Lord Peter Ricketts of Shortlands	96 048 (4)	97 672 (4)
TOTAL	**819 222**	**809 306**

(1) La rémunération des Administrateurs due au titre d'un exercice est versée au cours de l'exercice concerné

(2) Avant déduction de la retenue à la source relative aux prélèvements fiscaux et sociaux

(3) Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, du secteur privé

(4) Avant déduction de la retenue à la source qui frappe la rémunération des Administrateurs résidant hors de France

*G G G

d'accidents mortels, etc.), la réduction des émissions de CO_2 liées à la production d'énergie en ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif 2030, un taux de féminisation de 35% des managers recrutés et une amélioration du rating ESG du Groupe. Ces quatre critères comptent pour 30% de la partie extra-financière et reçoivent chacun une pondération identique. Les autres critères extra-financiers (comptant pour 70% de cette partie), dans la mesure où ils peuvent contenir des informations sensibles d'un point de vue stratégique, seront rendus publics en 2023.

Le Conseil d'administration a entamé l'année dernière un alignement de la part incitative à long terme du Directeur Général, qui prenait la forme d'unités de performance, et celle des membres du Comex, cadres dirigeants et autres collaborateurs bénéficiaires d'actions de performance. Cette première étape d'alignement a porté sur les conditions de performance des unités de performance et des actions de performance.

Le Conseil souhaite mener cet alignement à son terme en intégrant dorénavant le Directeur Général dans le plan d'actions de performance, qui remplacerait les unités de performance dont il bénéficiait jusqu'à présent. Le nombre d'actions de performance qui seraient attribuées au Directeur Général est pour 2022 identique au nombre d'unités de performance dont il bénéficiait, soit une attribution annuelle de 120 000 actions de performance.

Ainsi la part incitative à long terme du Directeur Général prend la forme d'actions de performance soumises aux mêmes conditions de performance que celles assortissant les plans d'actions de performance en faveur de certains salariés qui font l'objet de la 27e résolution soumise à l'Assemblée Générale des Actionnaires du 21 avril 2022. Ces conditions de performance sont exclusivement quantifiables. Elles incluent au moins une condition de performance extra-financière reflétant les objectifs RSE du Groupe, en cohérence avec la raison d'être statutaire de la Société. Cette part incitative à long terme vise à inciter le dirigeant à inscrire son action dans le long terme ainsi qu'à le fidéliser et à favoriser l'alignement de ses intérêts avec l'intérêt social de l'entreprise et l'intérêt des actionnaires. Cette part ne peut, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale du dirigeant. Conformément à l'article 25.3.3 du Code Afep-Medef, le Directeur Général s'engage formellement à ne pas recourir à des mécanismes de couverture de ces actions de performance.

Il est rappelé que le Directeur Général a pour objectif de constituer un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à deux années de rémunération fixe, soit 2 000 000 euros. Jusqu'à l'atteinte de cet objectif de détention, deux tiers des actions de performance acquises par le Directeur Général demeurent incessibles. Au 31 décembre 2021, la Directrice Générale détenait 30 000 actions ENGIE acquises à titre personnel.

Les conditions de performance financières sont relatives à la croissance du résultat net récurrent part du Groupe (RNRPG) sur deux ans par rapport à un panel de référence, ci-après le "Panel" (comptant pour 25% du total des conditions de performance), à l'évolution du *Total Shareholder Return* (TSR) (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à ce même Panel (comptant pour 25%), ainsi qu'au retour sur capitaux employés (ROCE) figurant au Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) arrêté par le Conseil d'Administration (au pro forma)(comptant pour 30%).

Le Panel retenu pour l'appréciation relative de la croissance du RNRPG et du TSR est composé des sociétés EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE, chacune de ces sociétés recevant une pondération identique.

Pour l'appréciation de la condition de performance relative à la croissance du RNRPG, la croissance sera calculée comme le ratio du RNRPG des douze mois précédant le 30 juin de l'année d'échéance du plan par le RNRPG des douze mois précédant le 30 juin de la première année de mesure de la performance. Pour l'appréciation de la condition de performance relative au TSR sur trois ans (performance boursière, dividende réinvesti), afin de lisser des effets éventuels de volatilité (aubaine ou perte), le TSR sera calculé en prenant les moyennes des TSR trois ans pour ENGIE et pour les sociétés du Panel sur une durée de deux mois, se terminant au moins un mois avant la date de livraison prévue des actions de performance.

Les actions de performance seront soumises à des conditions de performance extra-financières exclusivement quantifiables (comptant ensemble pour 20% du total des conditions de performance) choisies en cohérence avec la raison d'être statutaire de la Société, à savoir les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (10%), d'augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et d'augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%). Les objectifs cibles seront ceux prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030.

Le taux de réussite relatif au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) sera égal à zéro pour un résultat inférieur à 100% de l'objectif. Pour un résultat égal à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 50%. Pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 120%. Pour un résultat supérieur à 100% et inférieur ou égal à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera progressif et linéaire entre 50% et 120%. Il est précisé qu'un résultat de 100% de l'objectif correspond à la moyenne des sociétés du Panel.

Le taux de réussite relatif à la croissance du RNRPG sera égal à zéro pour un résultat inférieur à 75% de l'objectif. Pour un résultat égal à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 80%. Pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 120%. La progression entre ces bornes est linéaire. Il est précisé qu'un résultat de 100% de l'objectif correspond à la moyenne des sociétés du Panel.

Le taux de réussite relatif au ROCE sera égal à zéro pour un résultat inférieur à 75% de l'objectif. Pour un résultat égal à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 100%. Pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 120%. La progression entre ces bornes est linéaire.

S'agissant des conditions de performance extra-financières, pour un résultat égal à l'objectif, le taux de réussite sera de 100%. Le Conseil définira avec exigence les bornes correspondant à un taux de réussite de 0% et à un taux maximum de 120% en fonction des cibles à moyen terme et de la spécificité de chacun de ces indicateurs.

La détermination des critères de performance ci-dessus procède de l'attachement du Conseil d'Administration au caractère variable de la part incitative à long terme qui rétribue la performance financière et extra-financière à moyen et long termes. Ils n'ont donc pas vocation à être revus. Toutefois, en cas de circonstances exceptionnelles (telles notamment un changement de normes comptables, un changement de périmètre significatif, la réalisation d'une opération transformante, une modification substantielle des conditions de marché ou une évolution imprévue du contexte concurrentiel), le Conseil d'Administration pourra, de manière exceptionnelle, ajuster, à la hausse ou à la baisse, les résultats sur un ou plusieurs des critères de performance assortissant la part incitative à long terme de façon à s'assurer que les résultats de l'application de ces critères reflètent bien la performance du Groupe. Cet ajustement serait effectué par le Conseil d'Administration sur proposition du CNRG et après que le Conseil d'Administration se soit assuré, d'une part, que cet ajustement vise à rétablir raisonnablement l'équilibre ou l'objectif initialement recherché, ajusté de tout ou partie de l'impact de l'événement sur la période considérée et, d'autre part, de l'alignement de l'intérêt de la Société et de ses actionnaires avec celui des bénéficiaires. Le Conseil justifierait alors en détail les ajustements qui seraient effectués, qui feront l'objet d'une communication.

Le taux de réussite global pour les Actions de Performance sera plafonné à 100%.

Le versement des éléments de rémunération variables et exceptionnels et l'attribution d'actions de performance au titre de 2022 seront conditionnés à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des actionnaires qui se tiendra en 2023.

Enfin, le Directeur Général bénéficiera d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspondra à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe. Le Directeur Général bénéficiera également du régime de retraite obligatoire (article 83 du Code général des impôts) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe.

Par ailleurs, le Directeur Général bénéficiera de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France.

Le Directeur Général, s'il est Administrateur, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

En cas de départ du Groupe, l'ancien Directeur Général sera tenu par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en douze mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ du dirigeant, renoncer à l'application de cette clause.

En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave du dirigeant mandataire social et quelle que soit la forme que revêt ce départ, le Directeur Général bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne.

Pour le surplus, l'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef sont applicables à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "année de rémunération" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée sur la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

Enfin, le Directeur Général bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.4.2 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif)

La rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) est composée d'une part fixe et d'une part variable.

L'évolution de la partie fixe de la rémunération est liée à la modification des situations spécifiques, élargissement ou changement significatif des responsabilités, repositionnements rendus nécessaires au regard de l'équité interne ou d'un décalage manifeste par rapport au marché externe.

La part variable a pour objet principal de rétribuer la contribution des dirigeants aux résultats du Groupe.

Les montants ci-dessous reprennent les parts variables payées en 2021 au titre de 2020 et payées en 2020 au titre de 2019.

La part variable versée en 2021 au titre de l'exercice 2020 est déterminée pour 65% sur des critères économiques (RNRPG, ROC, *free cash flow*, dette nette économique) et pour 35% sur des critères qualitatifs.

Tableau de synthèse des rémunérations brutes, avantages en nature inclus, des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) (1)

En euros	2021	2020
Fixe	5 171 898	5 635 333
Variable	4 476 708	7 765 000
TOTAL	**9 648 606**	**13 400 333**
Nombre de membres	16	13

(1) Les rémunérations sont calculées hors indemnités de départ et en tenant compte de la présence effective au cours de l'année considérée

Provisions de Retraites

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

4.4.3 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance (1)

4.4.3.1 Disponibilité des Actions de Performance

Les actuels articles L. 225-197-1 et L. 22-10-59 du Code de commerce imposent des restrictions à la libre disponibilité des Actions de Performance consenties aux dirigeants mandataires sociaux à l'occasion des plans d'attribution.

Conformément à ces dispositions légales, un dispositif a été mis en place prévoyant l'obligation de conserver sous forme d'actions au nominatif un certain pourcentage déterminé par le Conseil d'Administration des Actions de Performance acquises. L'objectif est qu'au bout d'un certain temps, les dirigeants mandataires sociaux, et plus largement les membres du Comité Exécutif, détiennent un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à une fraction de leur rémunération.

Le Conseil d'Administration du 1er mars 2017, sur recommandation du CNRG, a actualisé comme suit le dispositif préexistant :

- objectif fixé : constituer un portefeuille d'actions équivalent à deux années de rémunération fixe pour la Directrice Générale et à 1,5 année pour les autres membres du Comité Exécutif. Cet objectif est fixé en nombre d'actions pour chaque intéressé, ce nombre étant calculé sur la base de la rémunération fixe annuelle en vigueur au 1er janvier de l'exercice considéré et sur la moyenne des cours de bourse de l'exercice qui précède ;
- jusqu'à l'atteinte de l'objectif : conservation de 2/3 des Actions de Performance acquises et, pour la Directrice Générale, s'agissant des plans d'unité de performance, réinvestissement en actions ENGIE de 2/3 du produit de l'exercice des UP net d'impôt et de prélèvements sociaux.

4.4.3.2 Plans d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance mis en œuvre durant l'exercice 2021

Autorisation de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE 20 mai 2021 a décidé, dans sa 19e résolution, d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur de certains salariés et/ou mandataires sociaux des sociétés du Groupe (à l'exception des mandataires sociaux de la Société) dans la limite de 0,75% du capital de la Société au jour de la décision d'attribution, avec un sous-plafond annuel de 0,25% de ce même capital social. Par ailleurs, il est précisé qu'il n'était pas demandé à l'Assemblée Générale une autorisation de consentir des stock-options.

Plan d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2020 (Conseil du 25 février 2021)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 25 février 2021, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs dans l'activité *Trading*, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRDIII et CRDIV, relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers et avec l'arrêté du 13 décembre 2010. Les principales caractéristiques de ce plan, ainsi que des autres plans attribués au titre de 2018, figurent en pages 165 et suivantes du Document d'enregistrement universel 2019 déposé auprès de l'AMF le 18 mars 2020.

Plans d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2021 (Conseils du 16 décembre 2021 et du 14 février 2022)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 16 décembre 2021 a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021, de mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites, dites Actions de Performance, en faveur de certains membres du personnel d'ENGIE et de ses filiales (hors dirigeants mandataires sociaux d'ENGIE). Le Conseil d'Administration a décidé de maintenir un nombre significatif de bénéficiaires. Ce plan vise à reconnaître les collaborateurs fortement contributeurs à l'exécution de la feuille de route stratégique, à fidéliser et à renforcer l'engagement des Talents et à offrir des rémunérations compétitives pour les dirigeants. Il s'agit d'un plan d'actions existantes sans effet dilutif pour les actionnaires.

(1) Il est rappelé que depuis le 9 novembre 2017, il n'existe plus de stock-options ENGIE

Les principales caractéristiques de ce plan, portant sur 5 029 075 titres en faveur de 6 951 personnes, sont les suivantes :

Période d'acquisition	**Du 16/12/2021 au 14/03/2025 (2026 pour les principaux dirigeants hors France)**
Condition de présence *(contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle)*	Au 14/03/2025 (2026 pour les principaux dirigeants hors France)
Date d'acquisition définitive	15/03/2025 (2026 pour les principaux dirigeants hors France)
Période de conservation *(obligatoire, sauf décès et invalidité)*	Pas de période de conservation (sauf pour les principaux dirigeants en France, pour qui la période de conservation court du 15/03/2024 au 14/03/2025), pas de conservation si acquisition en 2026
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2025, et pour les principaux dirigeants à partir du 15/03/2026
Conditions de performance	À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une quadruple condition pour tous : a) Pour 25% sur le RNRPG (Résultat Net Récurrent part du Groupe) calculé comme le rapport entre la croissance du Groupe et la croissance moyenne du Panel [(1)], et b) Pour 30% sur le ROCE (Retour sur Capitaux Engagés) de l'exercice 2024 par rapport au budget de ROCE cible, c) Pour 25% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE sur trois ans par rapport à celui d'un panel [(1)] sur une durée de deux mois se terminant au moins un mois avant le 15 mars 2025, d) Pour 20% sur les conditions de performance extra-financières : • d'émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (10%) ; • d'augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) ; • d'augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%). Pour l'appréciation des conditions de performance les pentes sont les suivantes : • pour un résultat inférieur à 75%, le taux de réussite sera égal à 0% ; • pour un résultat égal à 100%, le taux de réussite sera égal à : – 50% pour la condition relative au TSR, – 80% pour la condition relative au RNRPG, – 100% pour les conditions relatives au ROCE et conditions extra-financières. • pour un résultat égal ou supérieur à 120%, le taux de réussite sera égal à 120%. La progression entre ces bornes est linéaire. La moyenne arithmétique des trois taux de réussite en a), b), c) et d) ci-dessus représente la proportion des actions qui sera définitivement acquise. Le taux de réussite global sera plafonné à 100%. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions de performance attribuées aux dirigeants du Groupe et au-delà de la première tranche de 150 actions de tous autres bénéficiaires.

(1) Le "Panel" désigne le panel de sociétés composé des sociétés EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE (chacune de ces sociétés recevant une pondération identique)

Par ailleurs, le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 14 février 2022 a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs de l'activité *Trading*, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRDIII et CRDIV, relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers, et avec l'arrêté du 13 décembre 2010.

L'attribution a concerné 130 personnes au sein de l'activité *Trading*, pour un nombre total de 448 027 Actions de Performance ENGIE. Les conditions générales fixées par le Conseil d'Administration sont les suivantes :

Période d'acquisition	**Du 14/02/2022 au 14/03/2024 pour environ la moitié des titres** **Du 14/02/2022 au 14/03/2025 pour les titres restants**
Condition de présence *(Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle)*	Au 14/03/2024 pour environ la moitié des titres Au 14/03/2025 pour les titres restants
Date d'acquisition définitive	Le 15/03/2024 pour environ la moitié des titres Le 15/03/2025 pour les titres restants
Période de conservation	Pas de période de conservation
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2024 pour environ la moitié des titres À partir du 15/03/2025 pour les titres restants
Conditions de performance	Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité *Trading* pour l'exercice 2023 pour environ la moitié des titres Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité *Trading* pour l'exercice 2024 pour les titres restants

4.4.4 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur

4.4.4.1 Actions de Performance ENGIE attribuées par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du Groupe ENGIE durant l'exercice 2021 à chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE

Néant

4.4.4.2 Actions de Performance ENGIE devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE durant l'exercice 2021

Néant

4.4.4.3 Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance ENGIE

	2016	2017		2018	
Au titre de l'année :	**Plan 2016**	**Plan 2017**	**Plan Traders 2017**	**Plan 2018**	**Plan Traders 2018**
Date de l'AG d'autorisation	03/05/2016	12/05/2017	12/05/2017	18/05/2018	18/05/2018
Date du CA de décision	14/12/2016	13/12/2017	07/03/2018	11/12/2018	27/02/2019
Valeur de l'action en euros (1)	8,44	11,64	10,79	9,36	11,41
Début de la période d'acquisition (2)	14/12/2016	13/12/2017	01/03/2018	11/12/2018	27/02/2019
Fin de la période d'acquisition	14/03/2020 (4)	14/03/2021 (8)	14/03/2020 (3) 14/03/2021 (3)	14/03/2022 (13)	14/03/2021 (3) 14/03/2022 (3)
Début de la période de conservation	néant (5)	néant (9)	néant	néant (14)	néant
Fin de la période de conservation	néant (6)	néant (10)	néant	néant (15)	néant
Conditions associées	(7)	(11)	(12)	(16)	(17)
Droits en acquisition au 31/12/2020	120 007	4 885 500	59 991	4 810 290	164 114
Actions acquises du 01/01/2021 au 31/12/2021	120 007	3 088 159	59 991	7 400	81 561
Droits annulés du 01/01/2021 au 31/12/2021	-	1 722 371	-	152 700	14 155
Solde des droits au 31/12/2021	-	74 970	-	4 650 190	68 398

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés)
(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition
(3) Pour la moitié des titres
(4) Pour tous les bénéficiaires, à l'exception des principaux dirigeants en dehors de la France et de la Belgique pour qui la période d'acquisition se termine le 14/03/2021, sans période de conservation
(5) Pour tous les bénéficiaires, à l'exception des principaux dirigeants en dehors de la France et de la Belgique pour qui la période d'acquisition se termine le 14/03/2021, sans période de conservation
(6) Pour les principaux dirigeants en France et en Belgique une période de conservation du 15/03/2020 au 14/03/2021 inclus s'applique
(7) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2018 et 2019, 1/3 sur le ROCE des exercices 2018 et 2019, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel
(8) 14/03/2022 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique
(9) 15/03/2021 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(10) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(11) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2019 et 2020, 1/3 sur le ROCE des exercices 2019 et 2020, et 1/3% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux principaux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(12) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2019 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2020 pour 50%
(13) 14/03/2023 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique
(14) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(15) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(16) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2020 et 2021, 1/3 sur le ROCE des exercices 2020 et 2021, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(17) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2020 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2021 pour 50%

	2019		2020		2021	
Au titre de l'année :	**Plan 2019**	**Plan Traders 2019**	**Plan 2020**	**Plan Traders 2020**	**Plan 2021**	**Plan Traders 2021**
Date de l'AG d'autorisation	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018	20/05/2021	20/05/2021
Date du CA de décision	17/12/2019	26/02/2020	17/12/2020	25/02/2021	16/12/2021	14/02/2022
Valeur de l'action *(en euros)* (1)	11,59	13,61	9,93	10,9	9,28	12,13
Début de la période d'acquisition (2)	17/12/2019	26/02/2020	17/12/2020	25/02/2021	16/12/2021	14/02/2022
Fin de la période d'acquisition	14/03/2023 (4)	14/03/2022 (3) 14/03/2023 (3)	14/03/2024 (9)	14/03/2023 (3) 14/03/2024 (3)	14/03/2025 (14)	14/03/2024 (3) 14/03/2025 (3)
Début de la période de conservation	néant (5)	néant	néant (10)	néant	néant (15)	néant
Fin de la période de conservation	néant (6)	néant	néant (11)	néant	néant (16)	néant
Conditions associées	(7)	(8)	(12)	(13)	(17)	(18)
Droits en acquisition au 31/12/2020	5 062 615	272 530	5 072 390	301 735	néant	néant
Actions acquises du 01/01/2021 au 31/12/2021	7 025	15 802	1 500	-	néant	néant
Droits annulés du 01/01/2021 au 31/12/2021	120 350	0	165 055	1 683	néant	néant
Solde des droits au 31/12/2021	4 935 240	256 728	4 905 835	300 052	5 029 075	néant

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés)
(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition
(3) Pour la moitié des titres
(4) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants hors de France et en Belgique
(5) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(6) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(7) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2021 et 2022, 1/3 sur le ROCE des exercices 2021 et 2022, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(8) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2021 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2022 pour 50%
(9) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants hors de France
(10) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants en France
(11) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants en France
(12) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2022 et 2023, 1/3 sur le ROCE des exercices 2022 et 2023, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(13) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2022 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2023 pour 50%
(14) 15/03/2026 pour les principaux dirigeants hors de France
(15) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants en France
(16) 15/03/2026 pour les principaux dirigeants en France
(17) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une quadruple condition pour tous : 30% ROCE 2024 par rapport à ROCE cible, 25% performance du TSR par rapport au Panel, 25% croissance RNRPG ENGIE par rapport au Panel, 20% conditions extra-financières portant sur la RSE (émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (10%), augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%)). Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(18) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2023 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2024 pour 50%

4.4.4.4 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par les dirigeants mandataires sociaux au 31 décembre 2021

Néant

4.4.5 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2021 par ENGIE et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des actions ENGIE, aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés

Nombre total d'actions attribuées	Valeur de l'action [1] *(en euros)*	Société émettrice	Plan
555 000	9,28	ENGIE	17/12/2021

(1) Valeur moyenne pondérée, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés

4.4.6 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2021

	Date de la transaction	Type de la transaction	Instrument financier	Quantité	Prix unitaire *(en euros)*	Prix de l'opération *(en euros)*
Jean-Pierre Clamadieu	02/08/2021	Acquisition	Actions	10 000	11,3467	113 467
Catherine MacGregor	01/03/2021	Acquisition	Actions	15 000	12,3050	184 575
	02/08/2021	Acquisition	Actions	15 000	11,3123	169 684,50
Paulo Almirante	15/03/2021	Acquisition	Actions	33 335 [1]	[3]	[3]
Sébastien Arbola	15/03/2021	Acquisition	Actions	8 867 [1]	[3]	[3]
				8 925 [2]	[3]	[3]
Frank Demaille	15/03/2021	Acquisition	Actions	8 925 [2]	[3]	[3]
	04/08/2021	Acquisition	Actions	2 500	11,6060	29 015
	03/11/2021	Cession	Actions	2 600	12,4640	32 406,40
Judith Hartmann	15/03/2021	Acquisition	Actions	29 750 [2]	[3]	[3]
Yves Le Gélard	15/03/2021	Acquisition	Actions	35 700 [2]	[3]	[3]
Cécile Prévieu	15/03/2021	Acquisition	Actions	8 330 [2]	[3]	[3]
Claire Waysand	02/08/2021	Acquisition	Actions	5 000	11,3580	56 790

(1) Acquisition d'actions de performance attribuées au titre de l'exercice 2016
(2) Acquisition d'actions de performance attribuées au titre de l'exercice 2017
(3) Dès lors que les actions de performance sont acquises, leur valeur brute est corrélée au cours de bourse de l'action d'ENGIE étant précisé qu'au 15 mars 2021, le cours de bourse de l'action d'ENGIE s'élevait à 12,21 euros

4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise

Pour prévenir les situations de conflits d'intérêts au sein des sociétés anonymes, le Code de commerce prévoit une procédure d'autorisation et de contrôle des conventions entre la Société et ses mandataires sociaux ou ses actionnaires significatifs.

Il en est de même des conventions conclues avec une autre société avec qui elle a des mandataires sociaux communs.

Cette procédure d'autorisation et de contrôle des conventions réglementées est organisée en cinq phases :

- information du Conseil d'Administration ;
- autorisation préalable de toute conclusion, modification, renouvellement et résiliation d'une convention réglementée par le Conseil d'Administration ;
- information des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées autorisées au cours de l'exercice et sur celles déjà autorisées et dont l'effet perdure dans le temps ;
- rapport spécial des Commissaires aux comptes ; et
- consultation de l'Assemblée Générale Ordinaire. Après avoir pris connaissance du rapport spécial des Commissaires aux comptes, l'Assemblée approuve ou désapprouve les conventions.

Sans être formellement soumises à cette procédure, les conventions déjà autorisées et dont l'exécution se poursuit, font l'objet d'un examen annuel par le Conseil.

Leur existence et leurs conséquences sont rappelées dans le rapport présenté par les Commissaires aux comptes à l'Assemblée Générale.

4.5.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales

Conformément aux dispositions législatives et sur recommandation du Comité d'Audit, le Conseil d'Administration a adopté le 17 décembre 2019 une procédure permettant d'évaluer si les conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales par la Société remplissent bien ces conditions

(www.engie..com/documentsutiles)

Un comité interne au sein du Secrétariat Général d'ENGIE, informé de tout projet de convention susceptible d'être qualifié de convention réglementée ou de convention courante, a pour mission d'analyser les caractéristiques de ladite convention et ainsi de la soumettre soit à la procédure d'autorisation et de contrôle prévue pour les conventions réglementées, soit de la qualifier de convention portant sur des opérations courantes conclues à des conditions normales.

Cette procédure prévoit également un suivi sous forme d'information annuelle sur sa mise en œuvre au Comité d'Audit et au Conseil d'Administration. Dans le respect de la réglementation, il est aussi rappelé que les personnes directement ou indirectement intéressées à l'une desdites conventions ne participent ni aux débats ni aux votes relatifs à leur évaluation et leur adoption.

4.5.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées

Le rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées visées aux articles L. 225-38 et suivants du Code de commerce au titre de l'exercice 2021 figure à la Section 4.7 du présent chapitre.

Le détail des opérations avec les parties liées telles que visées par les normes adoptées conformément au Règlement européen (CE) 1606/2002, figure à la Note 22 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

4.5.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de contrat de service liant les membres des organes d'administration ou de direction à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales, prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.5.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations

Les actionnaires de la Société ont consenti au Conseil d'Administration les délégations de compétence et autorisations en matière financière ci-après :

Autorisations données par l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
19e	Émissions d'actions et/ou de valeurs mobilières avec maintien du DPS(1) *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (13e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions(2)(3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
20e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du DPS(1) *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (14e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions(2)(3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
21e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du DPS(1) dans le cadre d'une offre visée à l'article L.411-2 du Code monétaire et financier *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (15e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions(2)(3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
22e	Augmentation du montant des augmentations de capital (*green-shoe*) réalisées en applications des 19e, 20e et 21e résolutions *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (16e résolution)	Maximum de **15 %** de l'émission initiale(2)(3)	Néant	Intégralité de l'autorisation
23e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières en rémunération d'apports de titres consentis à la Société dans la limite de 10 % du capital social *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (17e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions(2)(3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
26e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions auto-détenues	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin aux délégations données par l'AGM du 18 mai 2018 (25e résolution)	10% du capital par période de 24 mois	Néant	Intégralité de l'autorisation

(1) DPS : Droit Préférentiel de Souscription
(2) Montants communs aux émissions de valeurs mobilières décidées au titre des 19e, 20e, 21e, 22e, 23e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020
(3) Plafond commun fixé par la 24e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020, aux 19e, 20e, 21e, 22e et 23e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020 : 265 millions d'euros

Autorisations données par l'Assemblée Générale Mixte du 20 mai 2021

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
5e	Autorisation d'opérer en bourse sur les actions de la Société	**18 mois jusqu'au 19 novembre 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14 mai 2020 (6e résolution)	Prix maximum d'achat : **30 euros** Détention maximum : **10%** du capital Montant cumulé des acquisitions : **7,3** milliards d'euros ***Non utilisable en période d'offre publique visant la société***	Détention au 31 décembre 2021 de 0,62% du capital social	Reste 9,38% du capital
16e	Augmentation de capital social réservée aux salariés adhérents de plans d'épargne d'entreprise du groupe ENGIE	**26 mois jusqu'au 19 juillet 2023** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14 mai 2020 (27e résolution)	**2%** du capital le jour de la mise en œuvre de la délégation. **Montant commun avec la 17e résolution de l'AGM du 20 mai 2021**	Néant	Intégralité de l'autorisation
17e	Augmentation de capital réservée à toutes entités constituées dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du groupe ENGIE	**18 mois jusqu'au 19 novembre 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14 mai 2020 (28e résolution)	**0,5%** du capital social le jour de la mise en œuvre de la délégation, **montant s'imputant sur le plafond de 2% visé à la 16e résolution de l'AGM du 20 mai 2020** (1)(2)	Néant	Intégralité de l'autorisation
18e	Autorisation à donner au Conseil d'Administration à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur, d'une part, de l'ensemble des salariés et mandataires sociaux des sociétés du groupe ENGIE (à l'exception des mandataires sociaux de la société ENGIE) et, d'autre part, des salariés participant à un plan d'actionnariat salarié international du groupe ENGIE (Plans Monde)	**38 mois jusqu'au 19 juillet 2024** Met fin, à hauteur de la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (28e résolution)	**0,75%** du capital social, (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social), **plafond commun aux 18e et 19e résolutions de l'AGM du 20 mai 2021**	Néant	Intégralité de l'autorisation
19e	Autorisation à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur de certains salariés et mandataires sociaux des sociétés du groupe ENGIE à l'exception des mandataires sociaux de la société ENGIE (Plans Discrétionnaires)	**38 mois jusqu'au 19 juillet 2024** Met fin, à hauteur de la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (29e résolution)	**0,75**% du capital social (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social), **plafond commun aux 18e et 19e résolutions de l'AGM 20 mai** (3)	Attribution le 16 décembre 2021 de 5 029 075 actions de performance soit 0,21% % du capital au 31 décembre 2021, et le 14 février 2022 de 448 027 actions de performance, soit une attribution totale de 0,22 % du capital au 14 février 2022	0,1% du capital

(1) Le montant nominal maximal global des émissions décidées en vertu des 16e et 17e résolutions est fixé à 265 millions d'euros par la 24e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020
(2) Le montant nominal des émissions décidées au titre de la 17e résolution s'impute sur le plafond de 2% du capital de la 16e résolution
(3) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 20 mai 2021, pour les attributions décidées au titre des 18e et 19e résolutions

4.5.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales

Convocation aux assemblées (articles 20, 21 et 22 des statuts)

Les Assemblées Générales Ordinaires et Extraordinaires et, le cas échéant, les Assemblées Spéciales sont convoquées, se réunissent et délibèrent dans les conditions prévues par la loi. L'ordre du jour des assemblées est arrêté par l'auteur de la convocation ; toutefois, un ou plusieurs actionnaires peuvent, dans les conditions prévues par la loi, requérir l'inscription à l'ordre du jour de projets de résolutions.

L'assemblée se réunit au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

Les assemblées sont présidées par le Président du Conseil d'Administration ou, en son absence, par le Vice-Président du Conseil d'Administration, un Directeur Général Délégué s'il est lui-même Administrateur ou en l'absence de celui-ci, par un Administrateur spécialement délégué à cet effet par le Conseil. À défaut, l'assemblée élit elle-même son Président.

Les fonctions de scrutateurs sont remplies par les deux membres de l'assemblée présents et acceptant cette fonction disposant du plus grand nombre de voix. Le bureau désigne le secrétaire, lequel peut être choisi en dehors des actionnaires.

Il est tenu une feuille de présence dans les conditions prévues par la loi. Les procès-verbaux des assemblées sont établis et leurs copies sont délivrées et certifiées dans les conditions prévues par la loi.

Participation aux assemblées (article 20 des statuts)

Tout actionnaire a le droit d'assister aux assemblées à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles.

Le droit de participer aux assemblées ou de s'y faire représenter est subordonné à l'enregistrement comptable des titres au nom de l'actionnaire au deuxième jour ouvré précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Le Conseil d'Administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes pour l'accès à l'Assemblée Générale.

Si le Conseil d'Administration le décide au moment de la convocation de l'assemblée, les actionnaires pourront participer à l'assemblée par visioconférence ou par tous moyens de télécommunication ou télétransmission, y compris internet, permettant leur identification dans les conditions et suivant les modalités fixées par la réglementation en vigueur. Le cas échéant, cette décision est communiquée dans l'avis de réunion publié au *Bulletin des annonces légales obligatoires* (BALO).

Droit de vote (articles 10, 11, 12 et 20 des statuts)

Sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles. Depuis le 2 avril 2016, conformément à l'article L. 22-10-46 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double (voir Section 5.1.1.3 "Droits de vote").

Les actions sont indivisibles à l'égard de la Société. Lorsque les actions sont l'objet d'un usufruit, les droits de vote attachés à ces actions appartiennent à l'usufruitier dans les Assemblées Générales Ordinaires et au nu-propriétaire dans les Assemblées Générales Extraordinaires.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à la condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions ou droits nécessaires.

Tout actionnaire peut se faire représenter dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements dans toutes les assemblées. Les propriétaires de titres mentionnés au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues par la loi, par un intermédiaire inscrit. Tout actionnaire peut voter par correspondance dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements. Les actionnaires peuvent, dans les conditions fixées par les lois et règlements, adresser leur formule de procuration et de vote par correspondance, soit sous forme papier, soit, sur décision du Conseil d'Administration publiée dans l'avis de réunion et l'avis de convocation, par télétransmission.

Dividendes (article 26.2 des statuts)

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice, bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10% du dividende versé aux autres actions. Cette majoration est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social.

Action spécifique (article 6 des statuts)

Conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015, le capital social comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie (voir Section 5.4.4 "Action spécifique").

Modification des droits attachés aux actions

Sauf dans les cas où la loi en dispose autrement, les droits attachés aux actions de la Société ne peuvent être modifiés que par l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires, sous réserve des dispositions particulières afférentes à l'action spécifique de l'État prévues à l'article 6 des statuts (se référer également à la Section 5.4.4 "Action spécifique").

Conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables, qui définissent les droits attachés aux actions ENGIE, toute modification des statuts doit être approuvée à la majorité des deux tiers lors de l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires. Toute augmentation des engagements des actionnaires doit être décidée à l'unanimité des actionnaires.

4.5.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE

Conformément à l'article L. 22-10-11 du Code de commerce, les éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange sont précisés aux Sections 3.4.5 "Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié", 4.1 "Organes d'administration", 4.1.2 "Fonctionnement du Conseil d'Administration", 4.4 "Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction", 4.5.4 "Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations", 4.5.5 "Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales", 5.4.2 "Répartition du capital", 5.4.3 "Franchissement de seuils légaux", 5.4.4 "Action spécifique" et 7.1 "Informations générales concernant ENGIE et ses statuts".

4.5.7 Mandats des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Société représentée par MM. Patrick Suissa et Nadia Laadouli.

6, place de la Pyramide, 92908 Paris-La Défense Cedex

Deloitte & Associés, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 16 juillet 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 14 mai 2020 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2026 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Ernst & Young et Autres

Société représentée par MM. Charles-Emmanuel Chosson et Guillaume Rouger.

1/2, place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris La Défense 1

Ernst & Young et Autres, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 19 mai 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 14 mai 2020 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2026 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Antérieurement, le cabinet Ernst & Young Audit était Commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

4.6 Code de gouvernement d'entreprise

ENGIE poursuit son attachement à l'application des règles en matière de gouvernement d'entreprise, en se référant au Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées de l'Afep-Medef, actualisé en janvier 2020.

À la date du présent Document, l'ensemble des dispositions de ce Code sont appliquées par la Société.

4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées

Assemblée Générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société, des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'Assemblée Générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie Nationale des Commissaires aux Comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

A. Conventions soumises à l'approbation de l'assemblée générale

Conventions autorisées et conclues au cours de l'exercice écoulé

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention autorisée et conclue au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'Assemblée Générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

B. Conventions déjà approuvées par l'Assemblée Générale

B.1. Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'Assemblée Générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

Avec M. Clamadieu, Président du Conseil d'Administration d'ENGIE

a) *Nature, objet et modalités : Couverture de prévoyance*

Le Conseil d'Administration du 19 juin 2018 a décidé d'accorder au Président du Conseil d'Administration un contrat de couverture de prévoyance équivalente à celle de tous les cadres dirigeants d'ENGIE en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par ENGIE. Ce contrat assure une garantie décès et une garantie arrêt de travail.

b) *Nature, objet et modalités : Couverture de frais de santé*

Le Conseil d'Administration du 11 décembre 2018 a décidé d'accorder au Président du Conseil d'Administration un contrat de couverture de frais de santé équivalente à celle de tous les cadres dirigeants d'ENGIE en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par ENGIE. Ce contrat assure les postes standards de garanties en matière de remboursement de frais de santé pour l'assuré et ses bénéficiaires.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Patrick E. Suissa	Nadia Laadouli	Charles-Emmanuel Chosson	Guillaume Rouger



5

- E E E E

5.1 Informations sur le capital 186

5.1.1 Capital social et droits de vote 186

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital 186

5.1.3 Évolutions du capital au cours des cinq derniers exercices 187

5.1.4 Rachat d'actions 187

5.2 Titres non représentatifs du capital 188

5.2.1 Titres super-subordonnés 188

5.2.2 Programme *Euro Medium Term Note* (EMTN) 189

5.2.3 Emprunts obligataires 189

5.3 Obligations vertes 189

5.3.1 Description de l'obligation 189

5.3.2 Projets et critères d'éligibilité 190

5.3.3 Projets Éligibles Verts 191

5.3.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes d'ENGIE SA sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2020, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires Green Bond des 21 juin 2019, 24 octobre 2019, 27 mars 2020 et 30 novembre 2020 197

5.4 Actionnariat 199

5.4.1 Cotation boursière 199

5.4.2 Répartition du capital 199

5.4.3 Franchissement de seuils légaux 200

5.4.4 Action spécifique 200

5.4.5 Politique de distribution des dividendes 201

5.5 Calendrier des communications financières 201



5.1 Informations sur le capital

5.1.1 Capital social et droits de vote

5.1.1.1 Capital social

Les actions ENGIE sont cotées en bourse sur le compartiment A d'Euronext Paris et Euronext Bruxelles sous le code ISIN FR0010208488 et le code mnémonique ENGI. L'action ENGIE fait partie de l'indice CAC 40, principal indice publié par Euronext Paris et est éligible au Service du Règlement Différé (SRD). ENGIE est également présent dans les indices suivants : STOXX Europe 600, Euro STOXX, STOXX Europe 600 Utilities, MSCI Euro, SBF 120, MSCI Pan Euro, Euro STOXX Utilities.

Au 31 décembre 2021, le capital social d'ENGIE s'établit à 2 435 285 011 euros, divisé en 2 435 285 011 actions entièrement libérées d'un euro de nominal chacune.

5.1.1.2 Nantissement, garanties et sûretés

Nantissement des actifs

Le pourcentage des actions nanties est non significatif.

Autres nantissements

En millions d'euros	Valeur totale	2022	2023	2024	2025	2026	De 2027 à 2031	> 2031	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	115	113	0	0	-	-	-	2	6 784	1,7%
Immobilisations corporelles	1 373	52	14	11	5	1	4	1 285	51 079	2,7%
Titres de participation	3 510	359	1	265	-	-	558	2 326	11 326	31,0%
Comptes bancaires	371	261	24	48	8	2	25	4	13 890	2,7%
Autres actifs	405	0	0	343	0	-	9	53	61 491	0,7%
TOTAL	**5 774**	**786**	**39**	**667**	**13**	**4**	**596**	**3 669**	**144 571**	**4,0%**

Remarque : le total du nantissement sur titres peut porter sur des titres consolidés dont la valeur est nulle dans le bilan consolidé (élimination de ces titres par la consolidation).

5.1.1.3 Droits de vote

Chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles.

Toutefois, conformément à l'article L. 22-10-46 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double.

Au 31 décembre 2021, la Société comptait 2 435 285 011 actions correspondant à 3 185 164 184 droits de vote théoriques.

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie tel que modifié par la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019, l'État doit détenir au moins une action au capital de la Société.

Par ailleurs, conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique (pour plus d'information se référer à la Section 5.4.4 "Action spécifique").

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital

Au 31 décembre 2021, il n'existe aucune option, aucun titre ou droit donnant accès directement ou indirectement au capital d'ENGIE.

5.1.3 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices

Date	Événement	Nominal *(en euros)*	Prime *(en euros)*	Capital *(en euros)*	Nombre d'actions	Valeur nominale par action *(en euro)*
02/08/2018	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 4 813 039 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe (Link 2018)	4 813 039	47 745 346,88	2 440 098 050	2 440 098 050	1,00
02/08/2018	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 1 223 127 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée à toute entité ayant pour objet exclusif de souscrire, détenir et céder des actions ENGIE dans le cadre du plan d'actionnariat salarié international (Link 2018)	1 223 127	12 133 419,84	2 441 321 177	2 441 321 177	1,00
02/08/2018	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 6 036 166 actions auto détenues	6 036 166	-	2 435 285 011	2 435 285 011	1,00

5.1.4 Rachat d'actions

5.1.4.1 Actions propres

L'Assemblée Générale Mixte du 21 mai 2020, dans sa 6e résolution, a autorisé la Société à opérer sur ses propres actions en vue de la gestion de ses fonds propres dans les conditions fixées par les conditions légales et réglementaires applicables.

Conditions d'achat :

- prix d'achat maximum unitaire autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition) ;
- nombre maximum d'actions pouvant être achetées pendant la durée du programme : 10% du capital social ;
- montant maximum cumulé des acquisitions, net de frais : 7,3 milliards d'euros.

Un contrat de liquidité d'un an, renouvelable par tacite reconduction, d'un montant initial de 55 millions d'euros a été conclu le 2 mai 2006 sur Euronext Paris avec Rothschild et Cie Banque. Le montant de ce contrat a été porté à 150 millions d'euros le 22 juillet 2008.

Un nouveau contrat a été signé le 24 janvier 2019, pour se mettre en conformité avec la décision du 2 juillet 2018 de l'AMF fixant le montant maximum du contrat à 50 millions d'euros, à compter du 1er janvier 2019.

Ce contrat a notamment pour objet de réduire la volatilité de l'action ENGIE et donc le risque perçu par les investisseurs. Il est conforme à la Charte de déontologie établie par l'Association française des entreprises d'investissement. Ce contrat a poursuivi ses effets en 2021.

Entre le 1er janvier et le 31 décembre 2021, la Société a acquis 11 986 865 actions pour une valeur globale de 146,8 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 12,25 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 11 986 865 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 146,8 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 12,25 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 31 décembre 2021, ENGIE n'a pas acquis d'actions en couverture du plan d'actionnariat salarié.

Entre le 1er janvier et le 28 février 2022, ENGIE a acquis 2 029 622 actions pour une valeur globale de 28 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,80 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 2 029 622 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 28 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,80 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 28 février 2022, ENGIE n'a pas acquis d'actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

Au 28 février 2022, la Société détenait 0,62% de son capital, soit 15 082 849 actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

5.1.4.2 Descriptif du programme de rachat d'actions propres soumis à l'Assemblée Générale des actionnaires du 21 avril 2022

Le présent descriptif du programme a pour objet, en application des articles 241-1 à 241-7 du Règlement général de l'AMF, de décrire les objectifs et les modalités du programme de rachat par ENGIE de ses propres actions qui sera soumis à l'Assemblée Générale des actionnaires convoquée le 21 avril 2022.

A. Principales caractéristiques du programme

Les principales caractéristiques potentielles de ce programme sont précisées ci-après :

- titres concernés : actions cotées sur l'Eurolist – SRD à la bourse de Paris, ou Eurolist à la bourse de Bruxelles ;
- pourcentage de rachat maximum autorisé par l'Assemblée Générale : 10% du capital social ;
- prix d'achat unitaire maximum autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition).

B. Objectifs du programme de rachat

Les objectifs poursuivis par ENGIE dans le cadre de ce programme de rachat d'actions sont présentés ci-après :

- l'animation du cours par un prestataire de services d'investissements dans le cadre de contrats de liquidité ;
- l'annulation ultérieure des actions rachetées dans le cadre d'une réduction de capital qui serait décidée ou autorisée par l'Assemblée Générale Extraordinaire ;
- leur attribution ou leur cession à des salariés ou anciens salariés ou à des mandataires sociaux ou anciens mandataires sociaux du Groupe ;
- la mise en œuvre de plans d'options d'actions, d'attribution gratuite d'actions existantes ou de plans d'actionnariat salarié mis en place dans le cadre de plans d'épargne salariale ;
- leur attribution ou leur cession à toutes entités permettant la mise en œuvre d'un plan d'actionnariat salarié international ;
- leur conservation et leur remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opération de croissance externe, dans la limite de 5% du capital social ;
- la couverture de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution d'actions de la Société par remise d'actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant droit par remboursement, conversion, échanges, présentation d'un bon ou de toute autre manière à l'attribution d'actions de la Société ;
- la mise en œuvre de toute pratique de marché admise ou qui viendrait à être admise par les autorités de marché.

C. Modalités

Part maximale du capital pouvant être acquise et montant maximal payable par ENGIE

La part maximale du capital acquise par ENGIE ne pourra dépasser 10% du capital de la Société estimé à la date de l'Assemblée Générale, soit 243,5 millions d'actions environ, pour un montant maximal théorique de 7,3 milliards d'euros. ENGIE se réserve la faculté d'utiliser l'intégralité du programme autorisé.

ENGIE détenait directement, au 11 février 2022, 15 082 849 actions, soit 0,62% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 228,4 millions d'actions, représentant 9,38% du capital, soit un montant maximum de 6,6 milliards d'euros.

Durée du programme de rachat

Le programme de rachat pourra être réalisé pour une durée de 18 mois à compter de la date de la tenue de l'Assemblée Générale, soit jusqu'au 20 octobre 2023.

5.1.4.3 Valeur comptable et valeur nominale

La valeur comptable et la valeur nominale des actions détenues par ENGIE elle-même ou en son nom, ou par ses filiales sont indiquées respectivement à la Note 7 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux" et à la Section 5.1.3. "Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices".

5.2 Titres non représentatifs du capital

5.2.1 Titres super-subordonnés

Le 2 juillet 2021, ENGIE a procédé à l'émission d'un nouvel emprunt de 750 millions d'euros sous forme de titres super-subordonnés à durée indéterminée (voir également Section 5.3). Au même moment, ENGIE a racheté sur les marchés des titres super-subordonnés en cours pour un montant nominal de 532,6 millions d'euros (149,1 millions de l'obligation FR0011942283, et 383,5 millions de l'obligation FR0013310505). En outre, le 10 juillet 2021, ENGIE a procédé au remboursement optionnel de l'encours de 363,4 millions d'euros de titres super-subordonnés à durée indéterminée, coupon 4,750%, placés le 10 juillet 2013 (FR0011531730). Ces opérations combinées ont permis d'allonger la durée de vie du stock de titres super-subordonnés dans des conditions de marché très favorables.

Suite à ces opérations, l'encours des titres super-subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe s'établit au 31 décembre 2021 comme suit :

Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Première option de remboursement	Montant en cours *(en millions d'euros)*	Place de cotation	Code ISIN
EUR	3,875%	02/06/2014	Perpétuelle	02/06/2024	392,9	Paris	FR0011942283
EUR	1,375%	16/01/2018	Perpétuelle	16/04/2023	274,2	Paris	FR0013310505
EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle	28/02/2025	1 000,0	Paris	FR0013398229
EUR	1,625%	08/07/2019	Perpétuelle	08/07/2025	500,0	Dublin	FR0013431244
EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle	30/11/2028	850,0	Paris	FR0014000RR2
EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle	02/07/2031	750,0	Paris	FR00140046Y4

L'ensemble de ces titres bénéficient d'un rating Baa3 par Moody's, BBB- par Standard & Poor's et BBB par Fitch.

Conformément aux dispositions d'IAS 32, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe (voir Note 19.2.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

5.2.2 Programme *Euro Medium Term Note* (EMTN)

ENGIE dispose d'un programme d'*Euro Medium Term Note* (EMTN) de 25 milliards d'euros. Ce programme, dont la durée de validité est de douze mois, est renouvelé chaque année. La version la plus récente du prospectus de base du programme est disponible sur le site internet d'ENGIE, dans la partie Crédit.

5.2.3 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2021 émises par la Société sont détaillées en Note 11 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

5.3 Obligations vertes

5.3.1 Description de l'obligation

Pour accompagner son plan de développement en ligne avec sa raison d'être, notamment dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, ENGIE a procédé en 2021 à l'émission de trois obligations vertes (*Green Bond*), dont deux tranches seniors pour un montant total de 1,5 milliard d'euros, et une tranche hybride pour un montant de 750 millions d'euros.

Concomitamment au placement de cette dernière, une nouvelle offre de rachat a été lancée sur l'obligation hybride verte émise en janvier 2018 qui avait déjà fait l'objet d'un rachat partiel en 2020. À l'issue de cette transaction, un montant de 383,5 millions d'euros de cette obligation a été racheté, réduisant son encours à 274,2 millions d'euros.

Suite à ces opérations, l'encours des obligations vertes émises par le Groupe s'établit au 31 décembre 2021 comme suit :

Type	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Montant en cours *(en millions d'euros)*	Place de cotation	Code ISIN	Détails des allocations
Senior	EUR	2,375%	19/05/2014	19/05/2026	1300	Paris	FR0011911247	Documents de Référence 2014, 2015 et 2016
Senior	EUR	0,875%	27/03/2017	27/03/2024	700	Paris	FR0013245859	Document de Référence 2017
	EUR	1,500%	27/03/2017	27/03/2028	800	Paris	FR0013245867	
Senior	EUR	0,375%	28/09/2017	28/02/2023	500	Paris	FR0013284247	Document de Référence 2018
	EUR	1,375%	28/09/2017	28/02/2029	750	Paris	FR0013284254	
Hybride	EUR	1,375%	16/01/2018	Perpétuelle (date du 1er appel 16/04/2023)	274,2	Paris	FR0013310505	Document de Référence 2018 et Document d'enregistrement universel 2019
Hybride	EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle (date du 1er appel 28/02/2025)	1 000	Paris	FR0013398229	Document d'enregistrement universel 2019
Senior	EUR	0,375%	21/06/2019	21/06/2027	750	Paris	FR0013428489	Document d'enregistrement universel 2020
	EUR	1,375%	21/06/2019	21/06/2039	750	Paris	FR0013428513	
Senior	EUR	0,500%	24/10/2019	24/10/2030	900	Paris	FR0013455813	Document d'enregistrement universel 2020
Senior	EUR	1,750%	27/03/2020	27/03/2028	750	Paris	FR0013504677	Documents d'enregistrement universel 2020 et 2021
	EUR	2,125%	27/03/2020	30/03/2032	750	Paris	FR0013504693	
Hybride	EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle (date du 1er appel 30/11/2028)	850	Paris	FR0014000RR2	Documents d'enregistrement universel 2020 et 2021
Hybride	EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle (date du 1er appel 02/07/2031)	750	Paris	FR00140046Y4	Document d'enregistrement universel 2021
Senior	EUR	0,375%	26/10/2021	26/10/2029	750	Paris	FR0014005ZP8	Document d'enregistrement universel 2021
	EUR	1,000%	26/10/2021	26/10/2036	750	Paris	FR0014005ZQ6	

Le total émis par ENGIE en *Green Bonds* atteint 14,25 milliards d'euros fin 2021, dont 12,32 milliards d'euros toujours en cours. ENGIE confirme ainsi son *leadership* et son engagement à jouer un rôle de premier plan dans la transition énergétique tout en accompagnant le développement de la finance verte.

Les *Green Bonds* répondent aux dispositions d'un cadre de référence (*Green Bond Framework et Green Financing Framework publié en mars 2020*) qu'ENGIE a défini pour ses émissions vertes. Les *Green Bond Framework* et *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE.

Pour rappel, les principes du *Green Financing Framework* sont les suivants :

- les fonds levés sont alloués à des projets supportant la transition vers une économie bas carbone en lien direct avec la stratégie d'ENGIE (les "Projets Éligibles Verts"). Les Projets Éligibles Verts doivent s'inscrire dans une catégorie de projets prédéfinie et satisfaire à certains critères techniques. Les critères d'éligibilité ont été déterminés par ENGIE et validés par VE (ex-Vigeo Eiris) ;
- tant que les fonds levés ne sont pas intégralement alloués à des Projets Éligibles Verts (et ultérieurement en cas de modification substantielle des allocations), ENGIE s'est engagé à communiquer, dans son Document d'enregistrement universel, les allocations de fonds réalisées lors de la période concernée ;
- les fonds peuvent être alloués à des Projets Éligibles Verts réalisés après l'émission de l'instrument de financement vert, ou être utilisés pour refinancer des décaissements passés dans des Projets Éligibles Verts, sans limite de temps s'agissant de dépenses de type Capex, ou ayant eu lieu dans les 36 mois précédant l'émission de l'instrument de financement vert pour les dépenses de type Opex. Les montants alloués sont calculés après déduction d'éventuels financements externes dédiés aux projets concernés ;
- les fonds levés pourront être alloués au refinancement d'autres instruments de financement verts précédemment émis par ENGIE. Pour chaque émission, ENGIE s'engage cependant à allouer au moins 25% des fonds levés à des Projets Éligibles Verts n'ayant jamais fait l'objet d'allocation auparavant ;
- au 31 décembre de chaque année, le Groupe dispose en trésorerie (et équivalents de trésorerie) d'un montant au moins égal aux fonds levés par le(s) *Green Bond(s)*, déduction faite des montants alloués à des financements de Projets Éligibles Verts à cette date.

ENGIE ambitionne d'allouer complètement chaque *Green Bond* dans un délai de deux ans à compter de la date d'émission (trois ans si l'obligation a une durée de 10 ans ou plus). Lorsque, pour un exercice considéré, plusieurs *Green Bonds* doivent être alloués, l'allocation de l'exercice sera effectuée, dans la mesure du possible, selon les principes suivants:

- d'abord par ordre d'ancienneté, c'est-à-dire par priorité aux obligations émises en premier ; et
- ensuite par ordre de durée, une tranche plus courte étant allouée en priorité sur une tranche plus longue.

Dans le cas spécifique de refinancement de Projets Éligibles Verts, ces derniers seront alloués à tous les *Green Bonds* en proportion des montants qui doivent encore leur être alloués. Il est cependant précisé qu'en cas de rachat de *Green Bonds* avec nouvelle émission verte concomitante, la réallocation des Projets Éligibles Verts sera faite par priorité à cette nouvelle émission.

Conformément à ses engagements, ENGIE a demandé à l'un de ses Commissaires aux comptes (Deloitte & Associés), de produire une attestation portant sur le respect des critères d'éligibilité des projets retenus et sur l'affectation des montants auxdits projets.

ENGIE suit les quatre principes établis par l'*International Capital Market Association* (*Green Bond Principles)* concernant :

- l'utilisation des fonds levés ;
- les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles Verts ;
- la gestion des fonds levés et
- les modalités de *reporting.*

5.3.2 Projets et critères d'éligibilité

Les catégories de projets couverts par le *Green Financing Framework* de 2020 sont les suivantes :

- production d'énergie renouvelable (hydraulique, géothermie, éolien, solaire, bioénergie, hydrogène bas carbone, énergie marine) ;
- stockage d'énergie (stockage d'électricité par pompage turbinage et batterie) ;
- infrastructure de transport et de distribution d'électricité ;
- efficacité énergétique (dont Réseau urbain de chauffage) ;
- capture et stockage de carbone ;
- bâtiments verts ;
- mobilité propre (dont bornes de recharge électrique) ;
- gestion durable de ressources naturelles vivantes et de l'utilisation du sol.

Les critères d'éligibilité techniques relatifs aux différentes catégories du *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE.

En 2017, le Comité *Green Bond* a été mis en place. Celui-ci se réunit régulièrement pour examiner les développements du marché, les Projets Éligibles Verts et valider l'allocation des *Green Bonds*. Il est coanimé par la Direction de la RSE et la Direction Financière, et réunit la Direction des Achats, la Direction *Global Care* et les principales GBU concernées.

5.3.3 Projets Éligibles Verts

Au cours de l'année 2021, le Groupe a procédé à l'allocation de 2,17 milliards de Projets Éligibles Verts, selon la répartition suivante :

En millions d'euros Green Bond alloué	Montant nominal	Montant (ré)alloué en 2020 [1]	Montant alloué en 2021		Solde à allouer
			Réallocations suite à rachat	Nouvelles allocations	
Senior 8 ans mars 2020 (ISIN FR0013504677)	750	229,5 [1]	-	520,5	-
Senior 12 ans mars 2020 (ISIN FR001350693)	750	229,5 [1]	-	520,5	-
Hybride PNC8 [2] novembre 2020 (ISIN FR0014000RR2)	850	516,6 [1]	-	333,4	-
Hybride PNC10 [2] juillet 2021 (ISIN FR00140046Y4)	750	-	250,0	500,0	-
Senior 8 ans octobre 2021 (ISIN FR0014005ZP8)	750	-	-	43,5	706,5
Senior 15 ans octobre 2021 (ISIN FR0014005ZQ6)	750	-	-	-	750,0
TOTAL	**4 600**	**975,6**	**250,0**	**1 917,9**	**1 456,5**

(1) Voir Document d'enregistrement universel 2020
(2) PNC (Perpetual Non Call) : Perpétuelle première date de remboursement

Conformément aux règles d'allocation décrites ci-avant, l'obligation verte senior 15 ans d'octobre 2021 (ISIN FR0014005ZQ6) n'a pas reçu d'allocation en 2021.

5.3.3.1 Réallocation suite à rachat

Dans le contexte de l'offre de rachat mentionnée ci-dessus, l'obligation hybride verte émise en juillet 2021 pour un montant de 750 millions d'euros (ISIN FR00140046Y4) a bénéficié de la réallocation partielle des Projets Éligibles Verts alloués à l'obligation rachetée, c'est-à-dire l'obligation hybride verte de janvier 2018 (ISIN : FR0013310505). Le tableau ci-dessous reprend l'inventaire de ces réallocations :

En millions d'euros	**Projets**	**Pays**	**Hybride 750 M€ PNC10 Juil. 21**
Production d'énergie renouvelable			
Hydraulique			**4,5**
Amérique du Sud	Salto Osorio	Brésil	
Solaire			**113,7**
Amérique du Sud	ECL solar (Capricornio, Tamaya)	Chili	
	Abril, Calpulalpan, Sol de Insurgentes, Villa Ahumada, Trompezon	Mexique	
	Floresta	Brésil	
Afrique	Fenix	Uganda	
	Kathu	Afrique du Sud	
	Mobisol	Plusieurs pays (1)	
	Powercorner	Tanzanie	
	Scaling Solar	Sénégal	
Asie et Océanie	Kadapa	Inde	
Europe	Seneca	Espagne	
Amérique du Nord	SoCore, Fund IV	États-Unis	
Moyen-Orient	Nadec	Arabie saoudite	
Éolien			**106,1**
Amérique du Nord	East Forks, Jumbo Hill, Seymour Hills	États-Unis	
Amérique du Sud	ECL onshore wind (e.g. Calama)	Chili	
	Mesa 3, Mesa 4	Mexique	
Amérique du Nord	SECI3&4, GUNVL	Inde	
Europe	Phoenix 1, Goya	Espagne	
	Seagull 1 & 2, Wind4Flanders Proj. 3&4, ICO Windpark, Wind4Wallonia 1 & 2, Seamaid (2)	Belgique	
	Windfloat (2)	Portugal	
	Thor	Norvège	
Afrique	Ras Ghareb	Égypte	
Bioénergie			**18,8**
Europe	Biométhane et raccordement réseaux	France	
	Biogas Plus	Pays-Bas	
Efficacité énergétique			**6,9**
Europe	ENGIE New Ventures (Gogoro, Redaptive, Connected Energy, Lancey Energy Storage)	France	
TOTAL			**250,0**

(1) Tanzanie, Kenya, Rwanda
(2) Projets transférés à la JV avec EDPR (OW)

5.3.3.2 Nouvelles allocations

Les principaux Projets Éligibles Verts qui ont été financés par le produit des émissions *Green Bond* de mars 2020 (ISIN : FR0013504677 et FR0013504693), de novembre 2020 (ISIN : FR0014000RR2), juillet 2021 (ISIN : FR00140046Y4) et d'octobre 2021 (ISIN : FR0014005ZP8) et qui répondent aux conditions (du *Green Financing Framework*) susmentionnées, sont listés dans le tableau qui suit :

En millions d'euros	**Projets**	**Pays**	**Senior 750 M€ 8 ans Mars 20**	**Senior 750 M€ 12 ans Mars 20**	**850 M€ PNC8 Nov. 20**	**750 M€ PNC10 Juil. 21**	**Senior 750 M€ 8 ans Oct. 21**
Production d'énergie renouvelable							
Bioénergie			**57,1**	**57,1**	**36,5**	**54,8**	**4,8**
Europe	ENGIE BIOZ, Biogaz injection, synthetic methane projects	France					
Solaire			**107,1**	**107,1**	**68,6**	**102,9**	**9,0**
Amérique du Sud	Assu Fotovoltaico	Brésil					
	ECL Solar (Capricornio, Tamaya, Coya)	Chili					
	Abril, Calpulalpan	Mexique					
Amérique du Nord	Bluestone, Hawtree, Hopkins, Powells Creek, Solidago, Sunvalley, Sunny Brook, Whitehorn, Salt City, Anson	États-Unis					
Europe	CN'AIR , ENGIE Green	France					
	Pontinia, Wood Mazara, Wood Paterno	Italie					
	Amon Ra	Pologne					
	Mavrodin, Eximprod, Sonne	Romanie					
	Solar rooftop	Plusieurs pays					
Afrique	Xina Solar	Afrique du Sud					
Asie et Océanie	GUVNL Solar	Inde					
	Large Scale Solar	Malaisie					
	PV Canala	France (Nouvelle Calédonie)					
Éolien			**145,7**	**145,7**	**93,4**	**140,0**	**12,2**
Amérique du Nord	Dakota Range, Iron Star, Limestone, Priddy	États-Unis					
Amérique du Sud	ECL Onshore wind	Chili					
	Umbaranas, Trairi, Santa Monica	Brésil					
	Mesa 4	Mexique					
Asie et Océanie	SECI 3&4	Inde					
Europe	CN'AIR, ENGIE Green	France					
	Meridion, Ocean Winds	Espagne					
	Bella Wind	Allemagne					
	Wood Ramingallo, Porto Torres	Italie					
Hydraulique			**29,0**	**29,0**	**18,6**	**27,8**	**2,4**
Europe	CNR, SHEM	France					
	Pfreimd	Allemagne					
Amérique du Sud	Sao Salvador	Brésil					
Géothermie			**2,6**	**2,6**	**1,7**	**2,5**	**0,2**
Europe	Véligéo, Champs sur Marne, PRD Bordeaux, Rueil	France					
Hydrogène bas carbone			**6,4**	**6,4**	**4,1**	**6,2**	**0,5**
Europe	Jupiter 1000, Hypster	France					
Afrique	Rhyno	Afrique du Sud					
R&D			**6,4**	**6,4**	**4,1**	**6,1**	**0,5**
Europe	R&D	France					

En millions d'euros	Projets	Pays	Senior 750 M€ 8 ans Mars 20	Senior 750 M€ 12 ans Mars 20	850 M€ PNC8 Nov. 20	750 M€ PNC10 Juil. 21	Senior 750 M€ 8 ans Oct. 21
Stockage d'énergie							
Batterie			**4,9**	**4,9**	**3,2**	**4,7**	**0,4**
Asie et Océanie	Hazelwood Battery Energy Storage System	Australie					
Pompage turbinage			**108,5**	**108,5**	**69,5**	**104,2**	**9,1**
Europe	First Hydro	Royaume-Uni					
	Coo	Belgique					
R&D			**0,7**	**0,7**	**0,4**	**0,6**	**0,1**
Europe	R&D	France					
Efficacité énergétique							
Efficacité énergétique			**48,3**	**48,3**	**31,0**	**46,4**	**4,0**
Europe	Réseaux urbains de chaleur	France					
	Réseaux urbains de chaleur	Italie					
Amérique du Nord	Georgetown University	États-Unis					
R&D			**3,8**	**3,8**	**2,4**	**3,6**	**0,3**
Europe	R&D	France					
TOTAL			**520,5**	**520,5**	**333,4**	**500,0**	**43,5**

Les projets et Capex associés présentés dans le tableau ci-dessus pour un montant total de 1,92 milliard d'euros sont alloués globalement aux *Green Bonds* de mars 2020 (tranche huit et 12 ans), novembre 2020, juillet 2021 et octobre 2021 (tranche huit ans), et ceci dans des proportions permettant de compléter et finaliser l'allocation des *Green Bonds* émis en premier, en respect du critère d'ancienneté décrit plus haut.

Pour rappel, les *Green Bonds* émis en 2014, 2017, 2018 et 2019 ont été totalement alloués. Les détails des Projets Éligibles et des allocations correspondantes ont été publiés dans les Documents de Référence et d'enregistrement universel 2014 à 2020.

Le total des fonds alloués aux Projets Éligibles Verts durant l'année 2021 porte sur des investissements effectués à concurrence de respectivement 64,6 millions d'euros pour la période allant jusqu'en 2019, 46,1 millions d'euros pour 2020 et 1 807,2 millions d'euros pour 2021.

Les allocations retenues contribuent au financement ou à l'acquisition de Projets Éligibles Verts dans les domaines :

- des énergies renouvelables (énergie éolienne, solaire, hydraulique et/ou bioénergie) ;
- du stockage d'énergie et
- de l'efficacité énergétique.

1) Les énergies renouvelables

ENGIE a fait de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables à l'échelle mondiale une priorité stratégique. Le Groupe s'est fixé en 2021 pour objectif d'accélérer ses investissements dans les renouvelables lui permettant d'installer 3 GW de capacité supplémentaire en 2021, puis 4 GW par an en moyenne de 2022 à 2025, et enfin 6 GW par an à partir de 2026. La capacité installée de production centralisée d'électricité du Groupe prise à 100% pour ses métiers de production renouvelable s'élève à 34,4 GW en 2021 représentant plus de 34% de sa capacité installée. ENGIE vise une part de 58% de capacités installées d'énergies renouvelables dans son portefeuille de production d'électricité pris à 100% d'ici à 2030. En 2021, ENGIE a poursuivi le développement de son portefeuille d'actifs renouvelables principalement dans le domaine de l'éolien, du solaire, et de la géothermie en développant de nouveaux projets notamment en Amérique du Nord, Amérique du Sud et Europe. En France, le Groupe, au travers ENGIE Bioz et ses métiers d'infrastructures, poursuit ses efforts pour développer la filière de méthanisation des déchets en gaz renouvelables et permettre leur valorisation par injection dans le réseau de transport et de distribution du gaz naturel. Ces ressources à faibles émissions de carbone jouent un rôle essentiel dans la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique.

Au cours de l'année 2021, un montant total de 1,305 milliard d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine des énergies renouvelables sur les *Green Bonds* de mars 2020 (tranches huit et 12 ans), novembre 2020, juillet 2021 et octobre 2021 (tranche huit ans). En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à éviter d'émettre des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 4,12 millions de tonnes de CO_2éq/an.

La méthodologie de calcul de la contribution de ces projets aux émissions évitées est basée sur une comparaison des valeurs ACV (Analyse de Cycle de Vie) des émissions de la technique de production d'énergie mise en œuvre par le projet et des émissions du mix énergétique du pays considéré. ENGIE évalue la contribution aux émissions évitées des projets financés par le *Green Bond* en multipliant la différence des deux valeurs ACV susmentionnées par la capacité de la centrale et le taux d'utilisation moyen de la technologie. La contribution aux émissions évitées est calculée pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

Les références des taux de fonctionnement des technologies par pays et des taux d'émission de CO_2/kWh moyen des mix par pays proviennent des données disponibles auprès d'Enerdata. Les données ACV des technologies sont issues des travaux du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC). Pour les projets *Clean Development Mechanism* (CDM) enregistrés et approuvés par les Nations Unies, les résultats des calculs de la contribution aux émissions évitées sont issus des méthodologies sous-jacentes. Pour les projets de bioénergie et d'injection dans le réseau, les quantités de biogaz produits et injectés dans le réseau sont considérés comme évitant une quantité équivalente d'énergie du mix pays.

2) Le stockage d'énergie

Les solutions de stockage d'énergie jouent un rôle majeur dans la transition énergétique et sont un maillon essentiel des réseaux électriques. En stockant l'énergie produite aux heures où les sources éoliennes et solaires sont les plus productives, et/ou lorsque la demande est la plus faible, elles permettent de répondre aux besoins d'équilibre face à l'intermittence des énergies renouvelables dont la part dans la production énergétique est en croissance.

C'est dans cette optique qu'ENGIE investit dans des projets de pompage-turbinage et de batterie.

Les stations de pompage-turbinage Dinorwig (1 728 MW) et Ffestiniog (360 MW) au Royaume-Uni sont détenues et opérées par First Hydro, filiale à 75% d'ENGIE. En juillet 2021, ENGIE et son partenaire ont procédé au remboursement à leur échéance des obligations émises par First Hydro. Ces obligations avaient été émises en 1996 pour financer l'acquisition des stations de pompage-turbinage précitées. La part d'ENGIE dans ce refinancement effectué sur fonds propres était 300 MGBP, et a été allouée au titre du refinancement de ces actifs. Ces centrales représentent des capacités de *back-up* critiques pendant les périodes de demande excessive sur le réseau électrique du Royaume-Uni. Des travaux ont par ailleurs été entrepris afin de maintenir et prolonger la durée de vie de ces installations.

La centrale de Coo (Belgique) est également une unité de pompage-turbinage. Elle fait l'objet d'investissements pour l'extension de ses installations de stockage, permettant d'augmenter la puissance installée de 79 MW.

Le Groupe a finalement lancé la construction du projet batterie de stockage d'électricité à Hazelwood en Australie. Il s'agit du plus grand projet privé de batterie à échelle industrielle en Australie. Il délivrera 150 MW d'énergie flexible et jouera un rôle crucial dans l'augmentation de la production d'énergie renouvelable dans l'État de Victoria, tout en garantissant la stabilité du réseau.

Au cours de l'année 2021, un montant total de 420,5 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine du stockage d'énergie sur les *Green Bonds* de mars 2020 (tranches huit et 12 ans), novembre 2020, juillet 2021 et octobre 2021 (tranche huit ans). En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,04 million de tonnes de CO_2éq/an.

La méthodologie de calcul de la contribution de ces projets aux émissions évitées pour les projets de stockage est basée sur une comparaison des facteurs d'émission de la technique de production d'énergie mise en œuvre par le projet et du scénario de référence. Dans le cas du pompage turbinage, la turbine gaz est prise comme référence. ENGIE évalue la contribution aux émissions évitées des projets financés par le *Green Bond* en multipliant la différence des facteurs d'émission susmentionnées par la production moyenne des installations. La contribution aux émissions évitées est calculée pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

3) L'efficacité énergétique

Le développement des infrastructures énergétiques à haute efficacité qui accompagnent la transition énergétique vers une économie décarbonée est un autre axe stratégique du Groupe. En 2021, ENGIE a poursuivi le développement de réseaux urbains de chaleur ou de froid en Europe et principalement en France. Aux États-Unis, ENGIE a conclu un partenariat avec l'Université de Georgetown (Washington DC) pour assurer la gestion des infrastructures énergétiques et techniques du campus avec des objectifs ambitieux en matière de développement durable et d'économies d'énergie. Pendant toute la durée de l'accord, ENGIE assumera la responsabilité de l'amélioration, de l'exploitation et de l'entretien des systèmes électriques, de chauffage, de refroidissement et des systèmes de distribution d'eau avec un objectif de réduction d'intensité énergétique de 35% d'ici 2030.

Au cours de l'année 2021, un montant total de 192,1 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine de l'efficacité énergétique sur les *Green Bonds* de mars 2020 (tranches huit et 12 ans), novembre 2020, juillet 2021 et octobre 2021 (tranche huit ans). En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,38 million de tonnes de CO_2éq/an.

Pour déterminer la contribution aux émissions réduites liée aux projets d'efficacité énergétique, la méthodologie consiste à multiplier les économies d'énergie générées par le projet par le facteur d'émission de référence. Pour les installations de réseau de chaleur alimentées par de la biomasse, ENGIE multiplie les économies d'énergie générées par les projets par le facteur d'émission du gaz naturel. Les contributions aux émissions réduites de ces projets sont calculées pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

5.3.3.3 Bilan au titre des allocations globales finalisées

5.3.3.3.1 Obligations vertes de mars 2020 (tranches : 8 ans ISIN FR0013504677 - 12 ans ISIN FR0013504693)

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation aux *Green Bonds* de mars 2020 sont l'Europe, l'Amérique du Nord et du Sud avec respectivement 56,8%, 23,1% et 17,0% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous catégories de projet concernées par l'allocation aux *Green Bonds* de mars 2020 sont l'éolien 30,2%, le solaire 19,9%, le stockage d'énergie 15,1%, la bioénergie 12,5% et l'efficacité énergétique 11,2%.

Zone géographique	**Montants alloués** *(en %)*
Europe	56,8%
Amérique du Nord	23,1%
Amérique du Sud	17,0%
Asie et Océanie	1,9%
Afrique	1,3%

Technologie	**Montants alloués** *(en %)*
Éolien	30,2%
Solaire	19,9%
Stockage d'énergie	15,1%
Bioénergie	12,5%
Efficacité énergétique	11,2%
Hydroélectricité	7,5%
Autres (géothermie, H_2 bas carbon)	3,6%

5.3.3.3.2 Obligation verte hybride de novembre 2020 (ISIN FR0014000RR2)

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation au *Green Hybrid* de novembre 2020 sont l'Europe, l'Amérique du Sud et du Nord avec respectivement 46,7%, 22,0% et 21,0% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous catégories de projet concernées par l'allocation aux *Green Hybrids* de novembre 2020 sont l'éolien 32,9%, le solaire 28,3%, la bioénergie 11,5%, l'efficacité énergétique 8,8%, et le stockage d'énergie 8,5%.

Zone géographique	**Montants alloués** *(en %)*
Europe	46,7%
Amérique du Sud	22,0%
Amérique du Nord	21,0%
Afrique	5,4%
Asie et Océanie	4,9%

Technologie	**Montants alloués** *(en %)*
Éolien	32,9%
Solaire	28,3%
Bioénergie	11,5%
Efficacité énergétique	8,8%
Stockage d'énergie	8,5%
Hydroélectricité	6,3%
Autres (géothermie, H_2 bas carbon, mobilité propre)	3,7%

5.3.3.3.3 Obligation verte hybride de juillet 2021 (ISIN FR00140046Y4)

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation au *Green Hybrid* de juillet 2021 sont l'Europe, l'Amérique du Nord et du Sud avec respectivement 43,9%, 26,4% et 17,3% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous catégories de projet concernées par l'allocation au *Green Hybrid* de juillet 2021 sont l'éolien 32,8%, le solaire 28,9%, le stockage d'énergie 14,5%, la bioénergie 9,8% et l'efficacité énergétique 7,2%.

Zone géographique	**Montants alloués** *(en %)*
Europe	43,9%
Amérique du Nord,	26,4%
Amérique du Sud	17,3%
Afrique	6,8%
Asie et Océanie	5,5%

Technologie	**Montants alloués** *(en %)*
Éolien	32,8%
Solaire	28,9%
Stockage d'énergie	14,5%
Bioénergie	9,8%
Efficacité énergétique	7,2%
Hydroélectricité	4,3%
Autres (géothermie, H_2 bas carbon)	2,5%

Conformément aux engagements du Groupe, un descriptif plus détaillé des impacts en termes d'émissions évitées ainsi que la méthodologie associée sont disponibles dans l'espace Développement Durable dédié du site internet du Groupe (www.engie.com/rse/green-bonds).

5.3.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2021, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires *Green Bond* des 27 mars 2020, 30 novembre 2020, 2 juillet 2021 et 26 octobre 2021

À la Directrice Générale,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de la société ENGIE SA (la "**Société**") et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2021, des fonds levés dans le cadre des émissions d'obligations vertes (*Green Bond*) du 27 mars 2020 pour un montant total de 1,5 milliard d'euros en deux tranches, du 30 novembre 2020 pour un montant de 0,85 milliard d'euros, du 2 juillet 2021 pour un montant de 0,75 milliard d'euros et du 26 octobre 2021 pour un montant de 0,75 milliard d'euros au titre de la tranche à échéance 2029 (les "**Émissions**"), figurant dans le document ci-joint et dans la section "**Obligations vertes**" du Document d'enregistrement universel 2021. Ces informations ont été établies conformément aux dispositions de la clause d'utilisation des fonds reprise dans les conditions finales des Émissions, signées respectivement en dates du 26 mars 2020 (FR0013504677 et FR0013504693), du 26 novembre 2020 (FR0014000RR2), du 30 juin 2021 (FR00140046Y4) et du 22 octobre 2021 (FR0014005ZP8) (les "**Conditions finales des Émissions**").

Le document ci-joint, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires *Green Bond*, fait ressortir en référence au *Green Financing Framework*, une allocation, au cours de l'exercice 2021, des fonds levés au titre des Émissions réalisées le 27 mars 2020, le 30 novembre 2020, 2 juillet 2021 et le 26 octobre 2021 :

- à des projets éligibles (les "**Projets Éligibles Verts**"), au cours de la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2021, d'un montant de 1 917,9 millions d'euros ; et
- au refinancement de projets éligibles, précédemment financés par le Green Bond du 16 janvier 2018 (FR0013310505) (les "**Projets Éligibles Refinancés**") pour un montant de 250,0 millions d'euros ;

étant rappelé qu'au titre de ces Émissions, un montant de 975,6 millions d'euros avait été alloué en 2020 au refinancement de projets éligibles.

Ces informations ont été établies sous votre responsabilité, à partir des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 31 décembre 2020 et 31 décembre 2021.

Il nous appartient de nous prononcer :

- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs des Projets Éligibles Verts et des Projets Éligibles Refinancés mentionnés dans le document ci-joint, avec le *Green Financing Framework* auquel il est fait référence dans le document ci-joint et en annexe des Conditions finales des Émissions (les "**Critères d'éligibilité Verts**") ;
- sur la concordance des montants alloués, au 31 décembre 2021, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Verts, avec les données sous-tendant la comptabilité ;
- sur la concordance des montants alloués, au 31 décembre 2021, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Refinancés, avec les montants précédemment financés ;
- sur la concordance avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021, d'un montant de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2021.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les Critères d'éligibilité Verts et, en particulier, de donner une interprétation des clauses des Conditions finales d'Émission ;
- de nous prononcer sur l'utilisation des fonds alloués aux Projets Éligibles Verts et aux Projets Éligibles Refinancés postérieurement à leur allocation.

Dans le cadre de notre mission de Commissariat aux comptes, nous avons effectué, conjointement avec le co-Commissaire aux comptes, un audit des comptes consolidés de la Société pour chacun des exercices clos les 31 décembre 2019, 2020 et 2021. Nos audits, effectués selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avaient pour objectif d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble, et non pas sur des éléments spécifiques de ces comptes utilisés pour la détermination de ces informations. Par conséquent, nous n'avons pas effectué nos tests d'audit et nos sondages dans cet objectif, et nous n'exprimons aucune opinion sur ces éléments pris isolément. Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée Générale des Actionnaires, ont fait l'objet d'un rapport de certification daté du 4 mars 2022.

Nos travaux au titre de la présente attestation, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention. Ces travaux ont consisté, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, à :

- prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint en conformité avec les dispositions du *Green Financing Framework* ;
- vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles Verts et des Projets Éligibles Refinancés mentionnés dans le document ci-joint, avec les Critères d'éligibilité Verts ;
- vérifier la concordance des montants alloués dans le cadre des Émissions aux Projets Éligibles Verts, avec les données sous-tendant la comptabilité ;
- vérifier la concordance des montants alloués dans le cadre des Émissions aux Projets Éligibles Refinancés, avec les montants précédemment financés ; et
- vérifier que le solde des comptes de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires apparaissant dans les comptes consolidés du Groupe de l'exercice clos le 31 décembre 2021 est supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2021.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles Verts et des Projets Éligibles Refinancés avec les Critères d'éligibilité Verts ;
- la concordance avec les données sous-tendant la comptabilité des montants alloués au 31 décembre 2021, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Verts ;
- la concordance avec les montants précédemment financés des montants alloués au 31 décembre 2021, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Refinancés ; et
- la concordance, avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021, d'un montant de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2021.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé ci-avant et ne doit être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

En notre qualité de commissaire aux comptes d'ENGIE SA, notre responsabilité à l'égard de la Société et de ses actionnaires est définie par la loi française et nous n'acceptons aucune extension de notre responsabilité au-delà de celle prévue par la loi française. Nous ne sommes redevables et n'acceptons aucune responsabilité vis-à-vis de tout tiers.

Cette attestation est régie par la loi française. Les juridictions françaises ont compétence exclusive pour connaître de tout litige, réclamation ou différend pouvant résulter de notre lettre de mission ou de la présente attestation, ou de toute question s'y rapportant. Chaque partie renonce irrévocablement à ses droits de s'opposer à une action portée auprès de ces tribunaux, de prétendre que l'action a été intentée auprès d'un tribunal incompétent, ou que ces tribunaux n'ont pas compétence.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022

L'un des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Nadia Laadouli

Patrick E. Suissa

5.4 Actionnariat

5.4.1 Cotation boursière

Évolution des cours extrêmes et du volume des transactions sur l'action ENGIE à Paris

2021	Cours le + haut [1] *(en euros)*	Cours le + bas [1] *(en euros)*	Volume des transactions [2]
Janvier	13,85	12,62	5 554 985
Février	13,40	12,09	4 760 210
Mars	12,20	11,44	6 696 386
Avril	12,50	12,09	4 662 495
Mai	13,14	12,15	5 218 908
Juin	12,39	11,55	4 948 772
Juillet	11,75	11,09	5 337 013
Août	12,37	11,35	4 510 216
Septembre	12,26	11,34	8 173 840
Octobre	12,39	11,54	5 310 328
Novembre	13,48	12,40	5 938 003
Décembre	13,19	12,76	4 790 394

(1) Cours issu des cours journaliers de clôture
(2) Moyenne journalière (source Bloomberg)

Suite au désenregistrement d'ENGIE auprès de la U.S. *Securities & Exchange Commission* intervenu le 30 octobre 2009, ENGIE maintient un programme *American Depositary Receipt* (ADR) *level 1* non coté sur une place boursière américaine. Ces ADR font l'objet de transactions sur le marché hors cote du Nasdaq.

5.4.2 Répartition du capital

Au 31 décembre 2021, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 15 083 149 actions auto-détenues. Durant l'exercice 2021, le capital de la Société n'a pas évolué.

Variation significative de l'actionnariat d'ENGIE des trois derniers exercices

	31 décembre 2021			31 décembre 2020		31 décembre 2019	
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]
Public	1 424 571 328	58,50	50,28	63,35	54,71	64,13	55,12
État	575 693 307	23,64	33,20	23,64	33,19	23,64	33,67
The Capital Group Companies	122 336 505	5,02 [2]	4,00 [2]	-	-	-	-
Groupe CDC	111 821 777 [3]	4,59 [4]	4,28 [4]	4,59 [4]	3,83 [4]	2,62	2,35
CNP Assurances	-	-	-	-	-	0,96	0,75
BlackRock	108 856 847	4,47 [5]	3,46 [5]	4,46 [6]	3,43 [6]	4,52 [7]	3,53 [7]
Actionnariat salarié	76 922 098	3,16	4,31	3,20	4,26	3,22	3,87
Auto-détention	15 083 149	0,62	0,47	0,76	0,58	0,91	0,71
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns
TOTAL	**2 435 285 011**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

(1) En vertu de l'article 223-11 du Règlement général de l'AMF, le nombre de droits de vote théoriques est calculé sur la base de l'ensemble des actions auxquelles sont attachés des droits de vote, y compris les actions détenues par le Groupe qui sont privées de droit de vote
(2) Informations non disponibles au 31 décembre 2021 (données au 16 novembre 2021 issues de la déclaration de franchissement de seuil)
(3) Titres répartis de la façon suivante : CDC (en direct) détient 88 303 888 actions (3,62% du capital et 3,56% des droits de vote) et CNP Assurances détient 23 517 889 actions (0,97% du capital et 0,75% des droits de vote)
(4) Groupe CDC (Caisse des Dépôts et Consignations + CNP Assurances)
(5) Informations non disponibles au 31 décembre 2021 (données au 30 décembre 2021 issues de la déclaration de franchissement de seuil)
(6) Informations non disponibles au 31 décembre 2020 (données au 7 décembre 2020 issues de la déclaration de franchissement de seuil)
(7) Informations non disponibles au 31 décembre 2019 (données au 30 décembre 2019 issues de la déclaration de franchissement de seuil statutaire)

En application des dispositions de l'article L. 233-13 du Code de commerce, il est précisé qu'à la connaissance d'ENGIE, seuls l'État et The Capital Group Companies détiennent, à la clôture de l'exercice 2021, une participation de 5% ou plus du capital ou des droits de vote.

Au 31 décembre 2021, les actionnaires individuels détenaient 169 millions de titres, soit près de 7 % du capital de la Société.

5.4.3 Franchissement de seuils légaux

Date de franchissement	Mouvement	% du capital	% des droits de vote théoriques	Déclarant
11/03/2021	Hausse	23,64%	33,39%	État
16/11/2021	Hausse	5,02%	4,00%	The Capital Group Companies
06/01/2022	Baisse	23,64%	33,20%	État

Suite à la variation du nombre total de droits de vote, l'État a franchi le seuil légal du tiers des droits de vote à la hausse le 11 mars 2021 puis à la baisse le 6 janvier 2022.

The Capital Group Companies, le 16 novembre 2021, a franchi à la hausse le seuil légal du vingtième (5%) du capital d'ENGIE. Ce franchissement de seuil résulte d'une acquisition d'actions ENGIE sur le marché.

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document d'enregistrement universel, seuls l'État et The Capital Group Companies détiennent une participation en capital ou en droits de vote d'ENGIE supérieure à l'un des seuils légaux.

5.4.4 Action spécifique

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie tel que modifié par la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019, l'État doit détenir au moins une action au capital de la Société.

Conformément à l'article L. 111-69 du Code de l'énergie, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français, en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs notamment à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie. L'action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE et de ses filiales de droit français, ayant pour objet, directement ou indirectement, de céder sous quelque forme que ce soit, de transférer l'exploitation, d'affecter à titre de sûreté ou garantie, ou de changer la destination de certains actifs visés par le Code de l'énergie, s'il considère cette décision contraire aux intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs en particulier à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Aux termes de l'article D. 111-21 du Code de l'énergie, les actifs concernés par le droit d'opposition de l'État en vertu de l'action spécifique sont :

- les canalisations de transport de gaz naturel situées sur le territoire national ;
- les actifs liés à la distribution de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les stockages souterrains de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les installations de gaz naturel liquéfié situées sur le territoire national.

Conformément à ces mêmes dispositions, toute décision de cette nature devra être déclarée au ministre chargé de l'Économie.

Les décisions mentionnées ci-dessus sont réputées autorisées si le ministre chargé de l'Économie ne s'y est pas opposé dans le délai d'un mois à compter de leur déclaration, constatée par un récépissé délivré par l'Administration. Ce délai peut être prorogé pour une durée de 15 jours, par arrêté du ministre. Le ministre chargé de l'Économie, avant l'expiration du délai qui lui est imparti, peut renoncer au droit d'opposition. En cas d'opposition, le ministre communique les motifs de sa décision à la Société concernée. La décision du ministre peut faire l'objet d'un recours.

Par application du décret n° 2019-1071 du 22 octobre 2019 et n° 93-1296 du 13 décembre 1993, toute opération réalisée en contravention avec ces règles serait, de plein droit, nulle et de nul effet.

À la date du présent Document d'enregistrement universel, il n'existe, à la connaissance d'ENGIE, aucun accord relatif à une opération sur une entité membre du groupe ENGIE concernée par ces dispositions, ni aucun accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de son contrôle.

5.4.5 Politique de distribution des dividendes

ENGIE s'efforce de mener une politique dynamique et attractive de distribution des dividendes. Le Conseil d'Administration a ainsi réaffirmé la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe, et incluant un dividende plancher de 0,65 € par action pour la période allant de 2021 à 2023.

Pour 2021, le Conseil d'Administration a ainsi proposé de distribuer 66% du résultat net récurrent part du Groupe, soit un dividende de 0,85€ par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.

En outre, afin d'encourager et de récompenser la fidélité des actionnaires, l'Assemblée Générale des actionnaires du 28 avril 2014 a instauré une majoration du dividende de 10% pour tout actionnaire justifiant d'une inscription nominative depuis deux ans au moins, cette majoration de 10% étant le montant maximal autorisé par l'article L. 232-14 du Code de commerce. Cette mesure a été appliquée pour la première fois pour le paiement du dividende au titre de l'exercice 2016 et est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social selon les dispositions de l'article L. 232-14 du Code de commerce.

Les perspectives et guidance du Groupe, présentées en Section 6.1.1.1.2 "Perspectives et guidance 2022-2024", ne constituent en aucun cas un engagement de la Société. Les dividendes futurs seront appréciés, pour chaque exercice, en fonction des résultats de la Société, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le Conseil d'Administration pour établir ses propositions à l'Assemblée Générale.

Pour rappel, le Conseil d'Administration du 1er avril 2020 avait décidé de ne pas distribuer de dividendes au titre de l'exercice 2019 dans un esprit de responsabilité et de prudence dans le contexte exceptionnel dû à l'épidémie de Covid-19. Après avoir été suspendue le 1er avril 2020, la politique de distribution de dividendes avait été reconfirmée lors de l'Assemblée Générale du 14 mai 2020.

Montant du dividende par action des cinq derniers exercices

Exercice *(actions entièrement libérées)*	**Dividende net par action** *(en euro)*
2016	1,00
2017	0,70
2018	1,12
2019	0
2020	0,53

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

5.5 Calendrier des communications financières

Publication des résultats annuels 2021 et des ambitions à moyen terme	15 février 2022
Assemblée Générale des actionnaires	21 avril 2022
Publication des résultats du premier trimestre 2022 et des ambitions à moyen terme	17 mai 2022
Publication des résultats semestriels 2022	29 juillet 2022

6

- E

6.1 Examen de la situation financière 204

6.1.1 Rapport d'activité 204

6.1.2 Trésorerie et capitaux 222

6.2 Comptes consolidés 223

6.2.1 États financiers consolidés 223

6.2.2 Notes aux comptes consolidés 229

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 341

6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2021 347

6.4.1 États financiers sociaux 347

6.4.2 Notes aux comptes sociaux 351

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 391

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices 392

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 393

6.1 Examen de la situation financière

6.1.1 Rapport d'activité

6.1.1.1 Résultats ENGIE 2021

Les états financiers précédemment publiés et présentés ci-après ont été retraités afin de présenter dans les comptes au 31 décembre 2020 (pour le compte de résultat, les états du résultat global et de flux de trésorerie) les activités d'EQUANS (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") en tant qu'activités non poursuivies dans la mesure où elles représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées. Le passage de l'information publiée à l'information comparative retraitée est présenté dans la Note 2 "Retraitement de l'information comparative" des notes aux comptes consolidés.

Résultats financiers ENGIE au 31 décembre 2021

- Progrès significatifs dans la mise en œuvre de la stratégie annoncée ;
- Très bonne performance en 2021, dans le haut de la fourchette des prévisions ;
- Croissance des résultats attendue sur le moyen terme.

Faits marquants

- Poursuite des investissements de croissance, en particulier dans les Renouvelables, avec 3 GW mis en service, portant la capacité totale installée à plus de 34 GW ;
- Cession d'EQUANS en bonne voie, finalisation attendue au 2nd semestre 2022, comme annoncé ;
- Progrès importants dans la simplification du Groupe avec 9,2 milliards d'euros de cessions engagées ou finalisées ;
- Taux de disponibilité des actifs nucléaires en Belgique élevé, à 92% ;
- Nouvelles avancées sur la sortie du charbon avec la cession de Jorge Lacerda au Brésil et la fermeture de Tejo au Portugal ;
- Nouvelle organisation du Groupe en place, fondée sur l'alignement et la discipline avec 4 GBU, responsables de leur *P&L*.

Performance financière

- Haut de la fourchette de *guidance* (1) 2021 atteint, avec un RNRpg "total" de 3,2 milliards d'euros (EQUANS inclus) ;
- RNRpg des activités poursuivies à 2,9 milliards d'euros, croissance significative de l'EBIT, en hausse organique de 4% à 6,1 milliards d'euros, bénéficiant d'un environnement de prix favorable et de la performance opérationnelle ;
- Un niveau de liquidités et un bilan solides permettant de s'adapter au nouvel environnement du marché des commodités, avec un impact des appels de marge sur le CFFO ;
- Proposition d'un dividende 2021 de 0,85 euro par action ;
- Guidance 2022-2024 annoncée, avec un RNRpg 2024 attendu entre 3,3-3,5 milliards d'euros.

6.1.1.1.1 Chiffres-clés au 31 décembre 2021

En milliards d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	57,9	44,3	+30,6%	+33,1%
EBITDA	10,6	8,9	+18,6%	+21,9%
EBIT	6,1	4,5	+36,8%	+42,2%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	2,9	1,7	+69,7%	
Résultat net récurrent, part du Groupe	3,2	1,7	+85,4%	
Résultat net, part du Groupe	3,7	(1,5)	-	-
CAPEX (1)	8,0	7,5	+6,0%	
Cash Flow From Operations (CFFO) (2)	6,3	6,6	-5,3%	
Endettement financier net (3)	25,3	22,5	2,9 par rapport au 31 déc. 2020	
Dette nette économique	38,3	37,4	0,9 par rapport au 31 déc. 2020	
Dette nette économique / EBITDA	3,6x	4,2x	-0,6x	

(1) Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate) et du schéma de tax equity
(2) Cash Flow From Operations = Free Cash Flow avant Capex de maintenance et financement des provisions nucléaires
(3) La dette financière nette exclut la dette interne relative à EQUANS (0,4 milliard d'euros)

(1) Les principales hypothèses de la guidance 2021 revue à la hausse en novembre 2021 sont : prix de commodités aux conditions de marchés du 29 octobre 2021 ; taux de change moyens pour 2021 : €/$: 1,20 et €/BRL : 6,28 ; jusqu'à 0,1 milliard d'euros d'effet dilutif sur l'EBIT provenant des cessions survenues en 2021 ; pas de détérioration majeure des restrictions liées à la Covid telles qu'expérimentées au cours des neuf premiers mois 2021 ; pas d'impact P&L relatif au gel des tarifs régulés du gaz en France ; taux récurrent effectif d'imposition de 27% ; température moyenne en France pour le 4e trimestre 2021 ; absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macroéconomique ; absence de changement comptable significatif au sein du Groupe ; absence de traitement comptable en "activités non poursuivies"

6.1.1.1.2 Perspectives et guidance 2022-2024

Les objectifs pour les exercices comptables clos les 31 décembre 2022, 2023 et 2024 présentés ci-dessous sont basés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date de publication de ce document.

Ces données et hypothèses peuvent évoluer ou être modifiées en raison d'incertitudes liées à l'environnement financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas connaissance à la date d'enregistrement de ce document. De plus, la réalisation des prévisions nécessite le succès de la stratégie du Groupe. Par conséquent, le Groupe ne s'engage ni ne donne de garanties quant à la réalisation des prévisions énoncées dans la présente section.

Les objectifs présentés ci-dessous et hypothèses sous-jacentes ont également été établies conformément aux dispositions du Règlement délégué (UE) n° 2019/980, complément du règlement (UE) n° 2017/1129, et aux recommandations de l'ESMA sur les prévisions.

Ces objectifs résultent des processus budgétaires et de plan à moyen terme décrit dans la Note 14 des états financiers consolidés ; ils ont été établis sur une base comparable aux informations financières historiques et conformément aux méthodes comptables appliquées aux états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 décrites dans les états financiers consolidés.

6.1.1.1.2.1 Hypothèses

- **stratégie** : confirmation et renforcement de l'ambition du groupe ENGIE de compter parmi les *leaders* de la transition énergétique et climatique. Le Groupe s'attachera à l'achèvement des revues stratégiques en cours afin de créer davantage de valeur et d'allouer efficacement son capital au profit de la croissance, en particulier dans les Renouvelables, les Infrastructures et les activités *Asset-based* dans les Solutions Clients ;
- **climat** : conditions climatiques normalisées en France (distribution de gaz naturel et approvisionnement d'énergie + production hydroélectrique normalisée) ;
- **résultat financier net récurrent** : de 1,4-1,6 milliard d'euros sur 2022-2024 ;
- **taux effectif d'impôt récurrent** : 21-23% pour 2022, 20-22% pour 2023, 22-24% pour 2024 ;
- **taux d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi** : basé sur les conditions du marché au 31 décembre 2021, tel que décrit dans la Note 21 des états financiers consolidés ;
- pas de changement comptable significatif par rapport à 2021 ;
- pas de changements réglementaires et macro-économiques majeurs par rapport à 2021.
- **conditions sanitaires** : absence de confinement majeur dû à la Covid-19 ;
- **taux de change** : taux annuels moyens
  - €/$: 1,14 pour 2022, 1,16 pour 2023 et 1,18 pour 2024,
  - €/BRL : 6,38 sur la période 2022-24 ;
- **tarifs régulés dans les Infrastructures France** :
  - distribution, transport et stockage : tarifs publiés par la CRE en janvier 2020,
  - regazéification : tarifs publiés par la CRE en janvier 2021 ;
- **tarifs régulés pour le gaz naturel et l'électricité en France** : répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs de la fourniture d'énergie *BtoC* en France ;
- **productions** hydraulique, éolienne et solaire moyennes ;
- **nucléaire** :
  - début de la sortie du nucléaire belge avec la fermeture de Doel 3 en octobre 2022 et celle de Tihange 2 en février 2023,
  - disponibilité des centrales nucléaires en Belgique : environ 90% en 2022, 88% en 2023 et 95% en 2024 – sur base de la disponibilité des réacteurs telle que publiée sur REMIT au 1er janvier 2022, hors arrêts définitifs (88%/60%/53% en prenant pour hypothèse une disponibilité de 0% pour les réacteurs devant être définitivement arrêtés conformément à la loi en Belgique) ;
- **volumes et prix couverts** pour la production électrique :
  - 80% à 60 euros/MWh pour 2022,
  - 64% à 55 euros /MWh pour 2023,
  - 32% à 57 euros /MWh pour 2024 ;
- **prix des matières premières** :

  prix des commodités sur les conditions de marché moyennes observées sur le 2nd semestre 2021 :

En €/MWh	2022	2023	2024
Power Base BE	118	79	67
Power Base FR	132	84	71
CSS Peak / Base NL	20 / (1)	10 / (4)	9 / (3)
CSS Peak / Base BE	18 / (4)	12 / (5)	12 / (3)
CSS Peak / Base IT	22 / (10)	15 / 6	15 / 5
CSS Peak / Base FR	50 / 10	24 / (1)	21 / 0
Gas TTF	48	29	22
CO_2	63	64	65

6.1.1.1.2.2 Guidance 2022-2024

Les progrès réalisés dans le cadre du plan stratégique à horizon 2023 présenté l'année dernière posent les bases solides qui permettront à ENGIE d'atteindre son objectif de neutralité carbone tout en continuant à croître sur le long terme.

À horizon 2024, le Groupe prévoit une croissance de ses résultats principalement portée par les investissements dans les Renouvelables et par l'amélioration des performances d'*Energy Solutions*, ainsi qu'une contribution résiliente des Infrastructures. Cette croissance devrait notamment reposer sur une amélioration significative de la productivité. Cette combinaison de facteurs porteurs devrait plus que compenser la baisse des résultats du Nucléaire en Belgique consécutive à l'arrêt des centrales d'ici 2025, et générer une croissance progressive des résultats et des dividendes.

Hypothèses de prix des commodités en Europe retenues dans la guidance pour les volumes *merchant* non couverts : compte tenu de la forte volatilité des prix des commodités en Europe, ENGIE a modifié les hypothèses de prix à terme retenues dans sa guidance. Ces hypothèses de prix concernent majoritairement la partie des volumes *merchant* non couverts de la production nucléaire en Belgique et en France, ainsi que de la production hydroélectrique en France.

Les hypothèses de prix retenues pour la guidance 2022-2024 telle que présentée dans ce document sont basées sur la moyenne des prix à terme en Europe du second semestre 2021. Pour les exercices précédents, les prix retenus pour la guidance étaient les prix à terme en Europe du dernier jour de l'année civile précédente.

Ainsi, entre 2022 et 2024, ENGIE prévoit :

En milliards d'euros	Résultats 2022	Résultats 2023	Résultats 2024
EBITDA	10,7 – 11,1	10,9 – 11,3	11,3 – 11,7
EBIT	6,1 – 6,5	6,2 – 6,6	6,4 – 6,8
Guidance RNRpg	3,1 – 3,3	3,2 – 3,4	3,3 – 3,5

ENGIE continue de viser une notation de crédit "*strong investment grade*" et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x.

À titre indicatif, si les prix à terme au 31 décembre 2021 pour les volumes non couverts avaient été retenus comme par le passé, cela aurait conduit arithmétiquement à une contribution additionnelle au niveau du RNRpg de +0,6 milliard d'euros en 2022, +0,4 milliard d'euros en 2023 et +0,2 milliard d'euros en 2024.

6.1.1.1.2.3 Présentation des principaux objectifs

Le Groupe a fixé des objectifs clairs pour chacune de ses activités principales.

Pour les Renouvelables, l'ambition d'ENGIE est d'atteindre 50 GW de capacité installée à 100% d'ici 2025 et 80 GW d'ici 2030. Ces objectifs reposent sur un pipeline réaliste et en croissance.

Pour les Infrastructures, la base d'actifs régulés en France devrait enregistrer une croissance d'environ 1,5% par an sur la période 2021-2024 et les Infrastructures à l'international participeront également à la croissance du Groupe.

Energy Solutions bénéficie d'un pipeline, en croissance également, de 14 milliards d'euros.

CAPEX

ENGIE confirme son objectif de 15-16 milliards d'euros de Capex de croissance entre 2021 et 2023 et prévoit d'investir environ 5 milliards d'euros principalement dans les mêmes activités clés en 2024.

Les Capex de maintenance devraient être maintenus à environ 2,5 milliards d'euros par an en moyenne jusqu'en 2024, tout en diminuant au fil du temps.

Performance

L'objectif de 0,6 milliard d'euros de contribution nette du plan de performance sur l'EBIT est confirmé pour la période 2021-2023. L'excellence opérationnelle devrait contribuer pour environ 0,25 milliard d'euros, l'optimisation des fonctions support pour environ 0,20 milliard d'euros et la réduction des activités déficitaires pour environ 0,15 milliard d'euros. Cette dynamique de performance se poursuivra en 2024, les actions d'amélioration continue devant y contribuer de manière équivalente aux années 2022 et 2023.

Cessions

L'indication 2021-2023 a été relevée à au moins 11 milliards d'euros d'impact sur la dette financière nette, contre 9-10 milliards d'euros annoncés précédemment.

ENGIE est bien avancé avec déjà environ 9,2 milliards d'euros de cessions signées ou finalisées. Pour 2024, les cessions devraient diminuer de manière significative avec une gestion et une rotation de portefeuille plus limitées.

Évolution de l'EBIT

ENGIE prévoit une croissance de l'EBIT sur l'ensemble de la période, principalement portée par les investissements (environ +1,0 milliard d'euros) et la performance (environ +0,7 milliard d'euros). Ces éléments positifs ne seront que partiellement compensés par les effets de périmètre (environ -0,3 milliard d'euros) et d'autres effets, tels que les volumes, les prix ou les taux de change, pour un effet global d'environ -0,7 à -1,1 milliard d'euros.

Le taux de croissance annuel moyen de l'EBIT entre 2021 et 2024 devrait atteindre 5-6% pour ENGIE hors nucléaire et 1,5-3,5% pour ENGIE dans son ensemble (y compris le nucléaire).

Principaux facteurs de l'évolution de l'EBIT 2022 par activités

	Facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT 2022
Renouvelables	Croissance portée par les capacités nouvellement mises en service, des prix captés plus élevés, le retournement de l'impact de la vague de froid au Texas, partiellement compensés par le retournement de l'effet positif des compensations liées à la décision "GFOM"
Infrastructures	En France, retournement de l'effet positif des températures en 2021 et baisse (lissée) de la rémunération de la BAR, partiellement compensés par la croissance en Amérique latine
Energy Solutions	Amélioration de la performance opérationnelle, partiellement compensée par la normalisation des températures
Production Thermique	Normalisation de la forte performance 2021 en Europe et sortie du charbon, compensée par une contribution plus élevée au Chili
Fourniture d'énergie	Résultats sous pression en raison de la normalisation des températures et du contexte de prix élevés des commodités
Nucléaire	Prix captés plus élevés, compensés par des volumes en baisse (arrêt du premier réacteur en Belgique en octobre 2022) et une taxe nucléaire belge plus élevée

Principaux facteurs de l'évolution de l'EBIT entre 2021 et 2024 par activités

	Facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT 2022	EBIT 2024 estimé
Renouvelables	Contribution des investissements, hausse des prix, partiellement compensées par le retournement des *one-offs* positifs de 2021	+ + + +
Infrastructures	Baisse de la rémunération de la BAR en France, normalisation des températures, partiellement compensées par la contribution des investissements	-
Energy Solutions	Contribution des investissements et amélioration de la contribution d'EVBox	+ +
Production Thermique	Dilution, augmentation des *spreads*, baisse des services ancillaires et augmentation de la disponibilité du portefeuille d'actifs	-
Fourniture d'énergie	Normalisation des températures, amélioration de la marge, croissance des services *BtoC* et du portefeuille de clients en électricité	+
Nucléaire	Baisse des volumes (fermeture progressive des actifs), partiellement compensée par la hausse des prix captés	- -

Chaque signe "+" correspond à une augmentation de 200 millions d'euros, chaque signe "-" correspond à une diminution de 200 millions d'euros.

6.1.1.1.3 Politique de dividende réaffirmée et proposition d'un dividende de 0,85 euro par action pour 2021

ENGIE s'attache à proposer un dividende croissant et pérenne à ses actionnaires.

Le Conseil d'Administration a ainsi réaffirmé la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe, et incluant un dividende plancher de 0,65 euro par action pour la période allant de 2021 à 2023.

Pour 2021, le Conseil d'Administration a ainsi proposé de distribuer 66% du résultat net récurrent part du Groupe, soit un dividende de 0,85 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.

6.1.1.1.4 Avancées stratégiques qui posent les fondations d'une réussite à long-terme

En 2021, ENGIE a atteint ses objectifs dans un contexte énergétique inédit, principalement en tirant parti de la force de son modèle intégré. Grâce à des niveaux de disponibilité élevés des actifs, le Groupe a pu utiliser ses capacités de production flexibles dans un marché tendu. Le bon équilibre des positions contractuelles et des activités, ainsi qu'une liquidité et un bilan solides, ont également permis de gérer de manière efficace et dynamique toutes les expositions, au bénéfice du Groupe et de ses clients.

Poursuite de la croissance en 2021 : accélération dans les Renouvelables et *Energy Solutions* et développement des Infrastructures à l'international

En 2021, ENGIE a poursuivi sa croissance.

Entre 2019 et 2021, le Groupe a mis en service 9 GW de capacités renouvelables, et ce en dépit des tensions accrues sur les chaînes d'approvisionnement observées partout dans le monde tout au long de l'année. La capacité installée totale de Renouvelables du Groupe est désormais supérieure à 34 GW. ENGIE est en ordre de marche pour accélérer ses ajouts annuels de capacité, qui seront désormais de 4 GW en moyenne par an d'ici 2025, pour atteindre 50 GW de capacité renouvelable installée (à 100%) à cet horizon. Pour soutenir son ambition, ENGIE peut compter sur un pipeline solide d'environ 66 GW de projets identifiés.

Après une période d'incertitude liée à la pandémie, 2021 a été marquée par la reprise du développement commercial au sein d'*Energy Solutions*. En décembre 2021, la Ville de Paris a choisi ENGIE et son partenaire, le groupe RATP, pour gérer son réseau de froid en renouvelant la concession pour une durée de 20 ans.

Enfin, en ce qui concerne les Infrastructures à l'international, le début de l'exploitation commerciale de Gralha Azul et les premiers tests de mise sous tension de Novo Estado, les deux lignes de transmission électrique construites par ENGIE au Brésil, constituent des réalisations significatives pour le Groupe.

Avancées majeures dans la réalisation du plan de cession

Au cours de l'année 2021, le plan de recentrage d'ENGIE a enregistré des avancées significatives, avec 9,2 milliards d'euros de cessions engagées ou finalisées à date. Compte tenu de la forte dynamique engagée, l'impact total du plan de cession sur la dette financière nette est désormais attendu à au moins 11 milliards d'euros entre 2021 et 2023, contre une indication initiale de 9 à 10 milliards d'euros.

Simplification et recentrage

Le 5 novembre 2021, ENGIE est entré en négociations exclusives avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. Il s'agit d'une étape majeure dans la mise en œuvre du plan stratégique d'ENGIE, qui contribue à la simplification du Groupe et lui permettra de se concentrer sur l'accélération des investissements dans ses activités cœur. Entité indépendante au sein d'ENGIE depuis le 1er juillet 2021, EQUANS est un leader mondial des activités de services multi-techniques. L'offre ferme et engageante de Bouygues valorise 100% d'EQUANS à 7,1 milliards d'euros en valeur d'entreprise (1) et devrait réduire de 6,8 milliards d'euros la dette financière nette du Groupe. Le processus de cession avance selon le calendrier prévu et sa finalisation, toujours attendue au second semestre 2022, est soumise à l'obtention des autorisations des autorités réglementaires et à la levée des conditions suspensives usuelles.

Par ailleurs, le 31 août, ENGIE a reçu une offre ferme et irrévocable du groupe ALTRAD pour ENDEL, filiale à 100% d'ENGIE et spécialiste de la maintenance industrielle et des services à l'énergie. Il s'agit d'une étape supplémentaire dans la simplification du portefeuille des activités de services.

En mai, ENGIE a finalisé la vente de 10% de GTT. Avec cette cession partielle, GTT est désormais mise en équivalence depuis le mois de juin. Simultanément, ENGIE a émis des obligations échangeables en actions ordinaires existantes de GTT pour un montant nominal total de 290 millions d'euros, obligations ne portant pas intérêt et arrivant à échéance en 2024. En cas d'échange intégral de ces obligations, ENGIE conserverait une participation d'environ 20%, contre 40% avant cette opération.

Enfin, ENGIE a finalisé la vente d'ENGIE EPS en juillet.

Sur le plan du recentrage géographique, le Groupe est sorti ou a signé des accords de sortie, de 18 pays (2) en 2021. Une fois ces sorties effectives, le Groupe opérera dans 35 pays. ENGIE prévoit de ramener sa présence à moins de 30 pays d'ici 2023.

(1) Y compris la dette IFRS 16
(2) Y compris les pays dans lesquels EQUANS est présent

Rééquilibrage du portefeuille d'Infrastructures

Le 22 décembre 2021, ENGIE et son partenaire SIG ont annoncé la finalisation de la cession de 11,5% du capital de GRTgaz. Cette transaction, réalisée sur la base d'un ratio de valeur d'entreprise ramenée à la BAR de 148%, a réduit la dette financière nette d'ENGIE de 1,1 milliard d'euros et illustre la vision commune d'ENGIE et de son partenaire sur le rôle à long terme du gaz et également des gaz renouvelables.

Politique d'investissement et d'allocation des ressources disciplinée

En 2021, le total des investissements s'est élevé à 8,0 milliards d'euros, dont 4,3 milliards dédiés aux investissements de croissance.

Ces derniers sont parfaitement en ligne avec le plan stratégique présenté en mai 2021 pour atteindre l'objectif "Net Zéro Carbone" d'ici 2045 : en effet, les investissements de croissance ont été consacrés aux Renouvelables (44%), aux Infrastructures (31%) et à *Energy Solutions* (17%). De même, une part substantielle (plus de 90%) ont été investis dans des développements organiques.

Premiers résultats du plan de performance

Le plan de performance lancé a permis à ENGIE d'atteindre son objectif 2021 d'une contribution nette à l'EBIT de 0,1 milliard d'euros. L'excellence opérationnelle et l'optimisation des fonctions support ont contribué à l'atteinte de cet objectif.

Pour rappel, la contribution nette à l'EBIT entre 2021 et 2023 de ce plan de performance devrait s'élever à 0,6 milliard d'euros.

6.1.1.1.5 Point sur les actifs nucléaires en Belgique

Le gouvernement belge a proposé un nouveau projet de loi qui devrait être voté au printemps 2022. Il porte sur la disponibilité des fonds relatifs aux provisions nucléaires et propose un calendrier pour le financement des coûts de démantèlement et de gestion des déchets d'ici 2030. Si ce projet de loi est adopté, cela conduirait à un financement supplémentaire des coûts de démantèlement jusqu'en 2030, représentant environ 0,7 milliard d'euros par an entre 2022 et 2024. Electrabel a déjà reconnu et comptabilisé ses obligations relatives aux coûts de démantèlement et de gestion du combustible usé et sa situation financière solide permettra ces financements complémentaires. Ce projet de loi n'incluant pas de changement dans le montant des provisions ou leur méthode d'évaluation, il n'aurait pas d'impact sur la dette nette économique d'ENGIE.

La prochaine révision triennale des provisions nucléaires relatives au démantèlement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets aura lieu au second semestre 2022. Suivant le même processus que lors de la dernière révision en 2019, celle-ci tiendra compte de toute mise à jour requise des taux d'actualisation et des scénarii de référence pour l'estimation de coûts.

6.1.1.1.6 Progrès vers la neutralité carbone et objectifs ESG

Progrès sur la sortie du charbon pour soutenir l'ambition "Net Zéro Carbone"

ENGIE s'est engagé à atteindre l'objectif "Net Zéro Carbone" sur les trois scopes d'ici 2045 en suivant la trajectoire "*well below 2 °C*", avec des jalons intermédiaires. Dans la droite ligne de cet objectif, ENGIE est devenu l'un des membres fondateurs de la "*First Movers Coalition*", lancée lors de la COP26. En rejoignant cette coalition, ENGIE s'engage à acheter des produits à faible teneur en carbone afin de contribuer au développement de chaînes d'approvisionnement décarbonées.

ENGIE poursuit son objectif de sortie du charbon avec la finalisation en octobre de la cession de Jorge Lacerda au Brésil, complexe qui comprend une centrale à charbon de 0,7 GW. Cette transaction contribue à une transition progressive de l'économie régionale, tout en réduisant les impacts socio-économiques locaux et démontre l'importance d'une transition juste pour le Groupe.

En outre, la dernière centrale à charbon d'ENGIE en Europe, située au Portugal, a été arrêtée en novembre 2021.

ENGIE confirme son engagement de sortir de tous les actifs au charbon en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027, y compris s'agissant de la production d'énergie à base de charbon pour les réseaux urbains de chaleur et de froid.

À fin 2021, le charbon représentait 2,9 GW au sein du portefeuille total de production centralisée de 100,3 GW d'ENGIE.

Objectifs clés ESG

En 2021, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie ont baissé pour atteindre 67 millions de tonnes.

ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, celle-ci passant de 31% à fin 2020 à 34% à fin 2021 avec la mise en service de 3 GW de capacités Renouvelables.

En termes de diversité de genres, ENGIE comptait 25% de femmes cadres à fin 2021. Le Groupe met en œuvre des plans d'action pour atteindre un meilleur équilibre homme-femme d'ici 2030.

Résolution "*Say on Climate*"

Dans le cadre du dialogue avec les actionnaires d'ENGIE, le Conseil d'Administration a décidé de les consulter lors de la prochaine Assemblée Générale annuelle sur la stratégie de transition climatique du Groupe.

6.1.1.1.7 Santé et sécurité

En 2021, le groupe ENGIE et ses sous-traitants ont malheureusement déploré plusieurs accidents graves, dont 16 mortels, notamment sur des chantiers de construction. Une réponse coordonnée à l'échelle du Groupe et un plan d'action complet ont été mis en œuvre par les équipes dirigeantes d'ENGIE afin de réévaluer toutes les normes et procédures de sécurité pour l'ensemble des activités et des géographies du Groupe (sous-traitants compris), dans le but de garantir que seules celles répondant aux standards les plus élevés sont appliquées.

Le groupe ENGIE est résolument engagé dans la mise en œuvre de ce plan afin que la sécurité de chaque employé, fournisseur ou sous-traitant soit à chaque instant pleinement garantie.

6.1.1.1.8 Présentation des données opérationnelles et financières

6.1.1.1.8.1 Chiffre d'affaires

En 2021, le **chiffre d'affaires** du Groupe s'est établi à 57,9 milliards d'euros, en hausse de 30,6% en brut et 33,1% en organique.

Chiffre d'affaires contributif, après élimination des opérations intragroupe

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Renouvelables	3 661	2 971	+23,2%	+32,9%
Infrastructures	6 700	6 718	-0,3%	+1,8%
Energy Solutions	9 940	8 840	+12,4%	+13,0%
Production Thermique	4 089	3 281	+24,5%	+29,0%
Fourniture d'Énergie	13 237	10 792	+22,7%	+22,5%
Nucléaire	56	39	+44,3%	+44,3%
Autres	20 183	11 664	+73,0%	+77,9%
TOTAL	**57 866**	**44 306**	**+30,6%**	**+33,1%**

Le chiffre d'affaires des **Renouvelables** s'est élevé à 3 661 millions d'euros, en hausse de 23,2% en brut et de 32,9% en organique. La croissance brute inclut un effet de change négatif lié à la dépréciation du real brésilien par rapport à l'euro. En organique, le chiffre d'affaires a bénéficié de prix captés plus élevés pour la production hydroélectrique en France et au Brésil ainsi que des contributions additionnelles des actifs mis en service en Amérique latine, aux États-Unis et en France.

Le chiffre d'affaires des **Infrastructures** s'est élevé à 6 700 millions d'euros, en baisse de 0,3% en brut et en hausse de 1,8% en organique. La croissance brute est inférieure à la croissance organique à cause des effets de change négatifs en Amérique latine et au Brésil et des cessions en Turquie. En organique, l'augmentation du chiffre d'affaires en France est principalement due à la hausse des volumes de gaz distribués dus à des températures plus froides qu'en 2020. En dehors de France, l'augmentation du chiffre d'affaires provient de la construction des lignes de transport d'électricité Gralha Azul et Novo Estado au Brésil.

Le chiffre d'affaires d'***Energy Solutions*** s'est élevé à 9 940 millions d'euros, en hausse de 12,4% en brut et de 13,0% en organique. La variation brute inclut des effets de change négatifs notamment aux États-Unis. En organique, les niveaux d'activité ont augmenté de manière significative en France tant pour les infrastructures énergétiques décentralisées que pour les services d'efficacité énergétiques, illustrant la forte reprise après les impacts de la Covid en 2020. Les activités en Italie et en Amérique du Nord ont également connu une croissance organique positive.

Le chiffre d'affaires de l'activité Production **Thermique** a augmenté de 24,6% en brut et de 29,0% en organique. La croissance brute inclut des effets de change négatifs principalement en Amérique latine et un effet de périmètre négatif lié à la cession de Jorge Lacerda en octobre 2021 au Brésil. La croissance organique s'explique principalement par la forte performance des activités thermiques en Europe grâce à des conditions de marché exceptionnelles permettant de capter des spreads et un niveau de services ancillaires plus élevés, notamment pour les activités de pompage-turbinage au Royaume-Uni et en Belgique. Les activités thermiques au Moyen-Orient ont contribué à la performance avec une augmentation de la production, de même, en Amérique latine avec l'indexation des tarifs, compensée en partie seulement par des volumes produits plus faibles au Brésil.

Le chiffre d'affaires des activités de **Fourniture d'Énergie** s'est élevé à 13 237 millions d'euros, en hausse de 22,7% en brut et de 22,5% en organique. Outre les effets de change positifs, cette hausse est principalement due à la hausse du prix des commodités et à un effet volume positif sur les ventes de gaz, en lien en raison des températures plus froides qu'en 2020 et avec la reprise après les impacts de la Covid en 2020 favorisant la croissance des activités de services.

Le chiffre d'affaires du **Nucléaire** a été non significatif après élimination des opérations intragroupes, puisque la production a été vendue en interne à d'autres activités du Groupe.

Le chiffre d'affaires des activités **Autres** s'est élevé à 20 183 millions d'euros. L'augmentation de 73,0% est principalement due aux prix plus élevés des commodités combinés à une augmentation des volumes pour les Giants et la fourniture d'énergie *BtoB*.

6.1.1.1.8.2 EBITDA

L'**EBITDA** s'est élevé à 10,6 milliards d'euros, soit une hausse brute de 18,6% et de 21,9% en organique.

Matrice par activité/géographie

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	462	176	1 035	83	11	(67)	1 700
Infrastructures	3 520	119	470	-	18	(7)	4 121
Energy Solutions	593	207	(3)	71	41	(109)	799
Production Thermique	-	743	424	43	448	(30)	1 628
Fourniture d'Énergie	356	60	-	-	48	(20)	445
Nucléaire	-	1 413	-	-	-	-	1 413
Autres	-	-	1	10	(2)	449	457
TOTAL EBITDA	**4 931**	**2 717**	**1 928**	**208**	**565**	**215**	**10 563**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2020
Renouvelables	391	142	924	85	74	(40)	1 576
Infrastructures	3 289	108	449	2	6	(6)	3 848
Energy Solutions	534	186	4	27	48	(62)	738
Production Thermique	-	607	614	40	472	(25)	1 708
Fourniture d'Énergie	256	200	2	-	25	(48)	433
Nucléaire	-	415	-	-	-	-	415
Autres	-	21	(1)	15	(8)	162	189
TOTAL EBITDA	**4 470**	**1 680**	**1 992**	**168**	**617**	**(19)**	**8 908**

6.1.1.1.8.3 EBIT

L'**EBIT**, qui s'est élevé à 6,1 milliards d'euros, a enregistré une hausse brute de 36,8% et de 42,2% en organique.

- taux de change : la détérioration des taux de change se reflète dans l'EBIT avec un impact total négatif de 94 millions d'euros, principalement lié à la dépréciation du real brésilien et du dollar américain ;
- variations de périmètre : l'effet périmètre négatif net de 69 millions d'euros est principalement lié à la cession de 10% des actions de GTT (qui a entraîné un changement de méthode de consolidation des 30% restants) et la vente partielle d'actifs solaires en Inde. Ces effets ont été partiellement compensés par la cession de 29,9% des parts du Groupe dans SUEZ, dont la contribution était négative en 2020 et par la contribution positive des actifs hydrauliques au Portugal acquis en décembre 2020 ;
- températures en France : par rapport à la normale, l'effet température s'est élevé à environ 118 millions d'euros, générant une hausse de 338 millions d'euros par rapport à l'année 2020 pour laquelle les températures étaient plus élevées que la moyenne. Cette variation positive bénéficie aux Infrastructures, à la fourniture d'énergie et aux activités Autres [(1)] en France.

Contribution des activités à l'EBIT 2021

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*	Dont effet temp. (France) vs. 2020
Renouvelables	1 185	1 093	+8,4%	+21,7%	-
Infrastructures	2 314	2 060	+12,3%	+13,1%	210
Energy Solutions	366	305	+19,8%	-0,4%	-
Production Thermique	1 183	1 259	-6,0%	-3,9%	-
Supply	174	184	-5,5%	-6,4%	101
Nucléaire	970	(111)	-	-	-
Autres	(46)	(297)	+84,4%	+86,7%	26
TOTAL	**6 145**	**4 493**	**+36,8%**	**+42,2%**	**338**
EQUANS [(1)]	368	85			
EBIT y compris EQUANS	6 513	4 578	+42,3%	+46,8%	338

(1) EQUANS comptabilisé selon IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées

Matrice par activité/géographie

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	273	120	866	(13)	7	(68)	1 185
Infrastructures	1 825	74	403	-	18	(7)	2 314
Energy Solutions	309	124	(5)	63	27	(152)	366
Production Thermique	-	564	189	41	421	(33)	1 183
Fourniture d'Énergie	202	(29)	-	-	25	(23)	174
Nucléaire	-	970	-	-	-	-	970
Autres	-	-	-	(1)	(2)	(43)	(46)
TOTAL EBIT	**2 609**	**1 823**	**1 453**	**91**	**495**	**(325)**	**6 145**

(1) Premiers effets dans les activités "Autres" liés au transfert d'Entreprises & Collectivités de "Fourniture d'énergie" vers "Autres"

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2020
Renouvelables	152	89	775	54	62	(40)	1 093
Infrastructures	1 608	66	386	2	4	(6)	2 060
Energy Solutions	256	106	1	17	35	(109)	305
Production Thermique	-	437	367	37	443	(25)	1 259
Fourniture d'Énergie	111	118	2	-	6	(52)	184
Nucléaire	-	(111)	-	-	-	-	(111)
Autres	-	20	(1)	-	(8)	(308)	(297)
TOTAL EBIT	**2 127**	**724**	**1 530**	**110**	**542**	**(540)**	**4 493**

Renouvelables : effet positif des prix et contribution des actifs nouvellement mis en service

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBIT	1 185	1 093	+8,4%	+21,7%
CAPEX totaux	2 007	1 631	+23,0%	-
CNR – prix captés *(€/MWh)*	56,4	43,9	+28,5%	-
Marges DBSO [(1)] (contribution EBIT)	31	98	-68,1%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Mises en service *(GW à 100%)*	3,0	3,0		-
Volumes hydro – France *(TWh à 100%)*	15,1	15,3	-0,5%	-

(1) Develop, Build, Share and Operate

3 GW de capacité Renouvelables ont été mises en service en 2021 dans les géographies clés du Groupe, dont 1,8 GW d'actifs éoliens et 1,1 GW d'actifs solaires. Ces nouvelles mises en service d'actifs portent la capacité installée totale (à 100%) à 34,2 GW au 31 décembre 2021.

En novembre 2021, ENGIE, et son partenaire Crédit Agricole Assurances, ont signé un accord pour l'acquisition d'Eolia, l'un des plus grands producteurs d'énergie renouvelable en Espagne. Avec 0,9 GW d'actifs en opération et un portefeuille de 1,2 GW de projets renouvelables, cette acquisition permettra à ENGIE de renforcer sa présence dans la péninsule ibérique.

ENGIE apportera notamment sa valeur ajoutée industrielle en prenant en main la gestion du pipeline de projets et en fournissant une gamme complète de services (exploitation et maintenance, gestion des actifs, gestion de l'énergie et services associés) aux actifs en opération. Une fois finalisée, cette transaction aura un impact sur la dette nette du Groupe de 0,4 milliard d'euros pour une valeur d'entreprise d'environ 2 milliards d'euros.

Outre Eolia, ENGIE a encore renforcé son pipeline avec les acquisitions d'Assul Sol au Brésil.

Plus récemment, en janvier 2022, Ocean Winds, la joint-venture d'ENGIE avec EDPR dans l'éolien en mer, a obtenu les droits de développement de nouvelle capacité éolienne en mer en Écosse pour environ 1 GW. De même, en Corée du Sud, au sein d'une coentreprise avec Aker Offshore Wind (33,3%), Ocean Winds a obtenu les droits de développement exclusifs de 870 MW de capacité éolienne en mer flottante en Corée du Sud. L'attribution de droits supplémentaires de 450 MW est également attendue prochainement.

Le Groupe poursuit son développement et accompagne ses clients dans leurs efforts de décarbonation de leurs activités, comme en témoigne la signature d'un montant total de 2,1 GW de contrats long-terme de vente d'électricité renouvelable aux entreprises ("cPPAs"), confirmant sa position de leader en tant que fournisseur de cPPAs renouvelables dans le monde.

Les Renouvelables ont enregistré une augmentation organique de l'EBIT de 21,7%, principalement grâce à des prix captés plus élevés (+335 millions d'euros) pour la production hydroélectrique en France et au Brésil et à des compensations liées à la décision "GFOM" plus élevées (+87 millions d'euros par rapport à l'année dernière). Les capacités mises en service, principalement aux États-Unis et au Brésil, ont également contribué à cette augmentation (+102 millions d'euros). Cette performance positive a été partiellement réduite par l'impact de l'épisode de froid extrême survenu au Texas en février 2021 (environ -90 millions d'euros), des marges DBSO en baisse et des volumes hydro moins importants au Brésil et en France.

Infrastructures : températures plus froides en Europe et contribution des Infrastructures à l'international en hausse

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	4 121	3 848	+7,1%	+7,6%
EBIT	2 314	2 060	+12,3%	+13,1%
CAPEX totaux	2 525	2 591	-2,6%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Effet température – France *(EBIT en millions d'euros)*	75	(135)	210	-
Compteurs communicants – France *(millions)*	9,2	6,9	2,2	-

Les Infrastructures gazières en France ont maintenu un niveau élevé de fiabilité et ont réalisé une performance solide tant en matière d'efficacité opérationnelle que dans le développement des gaz renouvelables, appelés à jouer un rôle de plus en plus important à long-terme. 2,2 millions de compteurs communicants ont été installés en 2021, soit près de 9,2 millions déployés au total. De même, 147 nouveaux sites de production de biométhane ont été raccordés aux réseaux d'ENGIE en France, ce qui porte à 351 le nombre total de sites raccordés. Au total, ces unités peuvent contribuer à une production annuelle allant jusqu'à 6,1 TWh.

Au Brésil, sur les deux lignes de transport d'électricité construites par ENGIE, l'exploitation commerciale de Gralha Azul a démarré et les premiers essais de mise sous tension ont été réalisés sur Novo Estado. L'activité de transport de gaz TAG a également contribué à la performance des Infrastructures à l'international. Les résultats de TAG sont d'ailleurs supérieurs à ceux attendus au moment de l'acquisition.

Les Infrastructures ont enregistré une augmentation organique de l'EBIT de 13,1%.

L'EBIT des Infrastructures en France a augmenté de 216 millions d'euros grâce à des températures plus froides et à la reprise post-Covid. Cette hausse a cependant été partiellement réduite par des volumes transportés souscrits en baisse et par l'effet négatif attendu sur les revenus consécutifs aux révisions régulatoires. L'EBIT hors de France a quant à lui augmenté de 51 millions d'euros grâce à une contribution organique en hausse de TAG, ainsi qu'à des températures plus froides dans le reste de l'Europe.

Energy Solutions : bon développement commercial et amélioration de la performance compensés par les coûts de développement en hausse d'EVBox

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	9 940	8 840	+12,4%	+13,0%
EBIT	366	305	+19,8%	-0,4%
CAPEX totaux	901	767	+17,5%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Cap. Installées infra. Décentralisées *(GW)*	23	22,6 (1)	+1,8%	-
Marge d'EBIT (hors EVBox)	+5,2%	+4,1%	+110 bps	-
Backlog – Concessions en France *(milliards d'euros)*	16,8	13,3	+3,5%	-

(1) Données retraitées pour ne pas tenir compte des pays dont ENGIE est sorti ou a arrêté les développements à la suite à la rationalisation géographique présentée en mai 2021

La capacité nette installée des infrastructures énergétiques décentralisées a augmenté de 0,4 GW en 2021 (en tenant compte de 0,8 GW de capacité vendus au Qatar) et 1,5 GW sont actuellement en construction.

Le 6 décembre 2021, ENGIE, aux côtés de son partenaire RATP, a été sélectionné par la Ville de Paris pour gérer son réseau de froid à partir d'avril 2022. Le renouvellement de cette concession pour 20 ans couvre la production, le stockage, le transport et la distribution d'énergie frigorifique de la ville, et générera un chiffre d'affaires prévisionnel de 2,4 milliards d'euros pour toute la durée du contrat. ENGIE sera également en charge de l'extension du réseau de 158 km d'ici 2042, afin de desservir tous les arrondissements de Paris et de s'ouvrir à de nouveaux clients tels que les hôpitaux, les crèches, les écoles et les maisons de retraite.

Energy Solutions a enregistré une variation organique négative de son EBIT de 0,4%. L'EBIT des infrastructures énergétiques décentralisées a augmenté de 14 millions d'euros pour atteindre 385 millions d'euros, principalement grâce à une bonne performance opérationnelle notamment en Amérique du Nord et en France ainsi qu'à des températures plus froides pour les réseaux de chauffage urbain en France.

L'EBIT des services d'efficacité énergétique a augmenté de 74 millions d'euros pour atteindre 126 millions d'euros, grâce à la reprise progressive post-Covid permettant une amélioration de la performance opérationnelle. Ces variations positives ont été entièrement compensées par des coûts liés au développement d'EVBox plus élevés (contribution en baisse de 90 millions d'euros pour atteindre (145) millions d'euros en 2021).

En décembre 2021, TPG, EVBox et ENGIE ont mutuellement décidé de mettre fin à l'accord de fusion signé en décembre 2020, les parties n'étant pas parvenues à s'entendre sur un nouvel accord avant la date d'expiration du 31 décembre 2021. Cette décision a été motivée par un certain nombre de facteurs, notamment les graves répercussions de la pénurie mondiale de composants sur l'activité d'EVBox, qui ont eu un impact sur les ventes mais également sur les marges en raison de la hausse des coûts. ENGIE met en œuvre des actions pour limiter les impacts de la pénurie et remédier à la sous-performance actuelle. ENGIE estime que l'avenir d'EVBox en tant que leader sur le marché des fournisseurs de solutions de recharge est très prometteur et reste engagé pour soutenir EVBox dans sa croissance.

Production Thermique : effets négatifs au Chili, hausse des spreads et services ancillaires, captés par les actifs pilotables flexibles en Europe

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	1 628	1 708	-4,7%	-2,4%
EBIT	1 183	1 259	-6,0%	-3,9%
Indicateurs de performance opérationnelle				
CSS moyen capté – Europe *(€/MWh)*	19,0	12,0	+62,9%	-
Capacité installée *(GW)*	59,9	63,6	(3,7)	-

Les activités Thermiques ont atteint un haut niveau de fiabilité avec un taux d'indisponibilités internes non planifiées inférieur à 5%. Ces activités offrent une flexibilité importante dans un contexte d'intermittence des énergies renouvelables et contribuent à la sécurité d'approvisionnement future.

Le 31 octobre 2021, les deux projets d'ENGIE de turbines à gaz à cycle combiné (CCGT) à Vilvorde et sur le site des Awirs, d'une capacité de 875 MW chacun, ont été sélectionnés pour un contrat de 15 ans dans le cadre des premières enchères du Mécanisme de Rémunération de la Capacité (CRM) en Belgique. Ces projets représentent un investissement d'environ 0,5 milliard d'euros chacun. Sous réserve de la finalisation du processus d'obtention des autorisations, le Groupe lancera les travaux sur le site des Awirs afin que le projet soit finalisé le 1er novembre 2025 au plus tard. Pour la centrale de Vilvorde, le Groupe a introduit une nouvelle demande de permis environnemental en janvier 2022 à la suite d'un rejet par la Région Flamande en octobre 2021. Ces centrales s'inscrivent dans la transition vers une production d'électricité décarbonée car elles seront capables de valoriser des gaz verts, et tendront à long terme vers la neutralité carbone.

Les activités Thermiques continuent de réduire leurs émissions de CO_2. Dans cette optique, ENGIE a finalisé la cession de Jorge Lacerda au Brésil en octobre 2021 et a arrêté en novembre l'exploitation de sa dernière centrale à charbon en Europe située au Portugal, réduisant ainsi la capacité à 100% d'actifs au charbon à moins de 3 GW (à 100%).

Les activités Thermiques ont enregistré une baisse organique de l'EBIT de 3,9%. 2021 a néanmoins été une bonne année, qui a succédé à une très bonne année 2020.

L'EBIT contracté a diminué de 200 millions d'euros pour s'établir à 656 millions d'euros, principalement en raison de l'impact combiné de la hausse des prix spot d'approvisionnement due à une faible production hydroélectrique, de la moindre disponibilité des centrales thermiques et de la hausse des prix des combustibles au Chili. L'EBIT *Merchant* a augmenté de 151 millions d'euros pour atteindre 527 millions d'euros, bénéficiant en Europe de la hausse des services ancillaires et des *spreads* captés par les centrales à gaz pilotables et les actifs de pompage-turbinage.

Fourniture d'énergie : marges en baisse et retournement des éléments exceptionnels positifs de 2020, partiellement compensées par des volumes plus élevés.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	445	433	+2,6%	+2,0%
EBIT	174	184	-5,5%	-6,4%
Effet température – France *(EBIT en millions d'euros)*	34	(67)	86	-

En France, 2,6 millions de clients particuliers bénéficient des offres de gaz aux tarifs réglementés d'ENGIE. Pour limiter l'impact de la hausse des prix des commodités pour les ménages français, le gouvernement français a décidé de mettre en place un gel des tarifs réglementés à partir du 1er novembre 2021. En octobre, ce dernier a proposé un amendement à la loi de finances 2022 en vue de compenser ENGIE et d'autres fournisseurs pour les pertes de revenus dues à cette mesure. Cet amendement a ensuite été adopté par le Sénat et par l'Assemblée nationale, permettant ainsi à ENGIE de comptabiliser des créances et ainsi de neutraliser l'impact de ce gel des tarifs dans le compte de résultat.

L'EBIT de la fourniture d'énergie s'est élevé à 174 millions d'euros, en baisse de 6,4% sur une base organique.

Cette baisse de l'EBIT est principalement due à un effet prix négatif (-112 millions d'euros par rapport à l'année dernière), notamment imputable aux marges plus faibles pour la fourniture d'électricité en Belgique et pour la fourniture du gaz en Roumanie, compensé, en partie seulement, par des marges plus élevées et une meilleure couverture en Australie. D'autres effets (-34 millions d'euros), tels que le retournement de *one-offs* positifs en 2020, ont également pesé sur la performance annuelle.

L'effet volumes a été positif (+143 millions d'euros) en raison des températures plus froides et de la reprise progressive consécutive à l'amélioration de la situation sanitaire liée à la Covid.

Nucléaire : performance exceptionnelle résultant de prix captés plus élevés et d'une meilleure disponibilité

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	1 413	415		
EBIT	970	(111)		
CAPEX totaux	1 462	1 740	-16,0%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production *(BE + FR, proport, TWh)*	47,4	36,5	+10.9 TWh	-
Disponibilité (Belgique, à 100%)	91,8%	62,6%	+2 920 bps	-

Les actifs de production Nucléaire d'ENGIE en Belgique ont atteint un niveau élevé de disponibilité, de 92%, contre 63% en 2020, générant ainsi des volumes produits beaucoup plus élevés que l'année dernière.

L'EBIT du Nucléaire s'est élevé à 970 millions d'euros en 2021, après trois années consécutives de contribution négative, et un EBIT négatif de 111 millions d'euros en 2020. Cette performance résulte d'une combinaison de prix captés plus élevés (+733 millions d'euros) et d'une meilleure disponibilité (+518 millions d'euros), tant sur les droits de tirage en France que sur les centrales en Belgique. Elle est partiellement compensée par l'augmentation des taxes spécifiques aux centrales en Belgique, qui se sont élevées à 149 millions d'euros en 2021. Les amortissements ont diminué à la suite des pertes de valeur comptabilisées en 2020.

Activités "Autres" : solide performance commerciale et de *trading* et baisse des coûts *Corporate*

L'EBIT des activités "Autres" s'est élevé à 46 millions d'euros, soit une amélioration de 250 millions d'euros par rapport à 2020. Cette amélioration s'explique principalement par les solides performances commerciales et de *trading* de GEMS (*Global Energy Management & Sales* [1]), notamment au cours du second semestre 2021 dans un contexte de forte volatilité. Elle s'explique également par la reprise post-Covid ainsi que de températures plus froides. Dans l'ensemble, la contribution de GEMS a augmenté de 318 millions d'euros pour atteindre 564 millions d'euros.

Les activités "Autres" ont également été impactées négativement par la normalisation de la contribution de GTT (en baisse de 34 millions d'euros à 70 millions) après une contribution record en 2020.

Enfin, les coûts *Corporate* ont diminué par rapport à l'année dernière.

EQUANS, activités non poursuivies

À la suite de l'entrée en négociations exclusives avec Bouygues le 5 novembre 2021, EQUANS a été comptabilisé comme "Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées" selon la norme comptable IFRS 5, donc présenté dans les résultats de l'exercice 2021 comme "activités abandonnées".

Afin de permettre la comparabilité des résultats de l'année par rapport à la guidance, les différents indicateurs financiers du Groupe se décomposent comme suit :

En milliards d'euros	Activités poursuivies	Activités non poursuivies	Total	Guidance
EBITDA	10,6	0,6	11,2	10,8-11,2
EBIT	6,1	0,4	6,5	6,1-6,5
RNRpg	2,9	0,2	3,2	3,0-3,2
Dette nette économique / EBITDA	3,6x	-	3,5x	≤ 4,0x

Les chiffres de la colonne "total" se comparent à la *guidance* 2021 mise à jour pour la dernière fois le 10 novembre 2021.

6.1.1.1.9 Analyse de la croissance organique en base comparable

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute/organique *(en %)*
Chiffres d'affaires	**57 866**	**44 306**	**+30,6%**
Effet périmètre	(49)	(509)	-
Effet change	-	(342)	-
Données comparables	**57 817**	**43 455**	**+33,1%**

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute/organique *(en %)*
EBITDA	**10 563**	**8 908**	**+18,6%**
Effet périmètre	(34)	(156)	-
Effet change	-	(116)	-
Données comparables	**10 529**	**8 637**	**+21,9%**

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute/organique *(en %)*
EBIT	**6 145**	**4 493**	**+36,8%**
Effet périmètre	(32)	(101)	-
Effet change	-	(94)	-
Données comparables	**6 113**	**4 298**	**+42,2%**

(1) Activités de fourniture d'énergie BtoB transférées des activités "Fourniture d'énergie" à GEM dans les activités "Autres" dans le courant de l'année 2021

Le calcul de la croissance organique vise à présenter des données comparables tant en termes de taux de change utilisés pour la conversion des états financiers de sociétés étrangères qu'en termes d'entités contributives (méthode de consolidation et contribution en termes de nombre de mois comparable). La croissance organique en pourcentage représente le rapport entre les données de l'année en cours (N) et de l'année précédente (N-1) retraitées comme suit :

- les données N-1 sont corrigées en supprimant les contributions des entités cédées au cours de la période N-1 ou prorata temporis pour le nombre de mois postérieurs à la cession en N ;
- les données N-1 sont converties au taux de change de la période N ;
- les données N sont corrigées des données des acquisitions N ou prorata temporis pour le nombre de mois antérieurs à l'acquisition en N-1.

6.1.1.2 Autres éléments du compte de résultat

La réconciliation de L'EBIT au Résultat net se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)	Variation brute *(en %)*
EBIT	**6 145**	**4 493**	**+36,8%**
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	721	198	
(+) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	50	(137)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**6 916**	**4 554**	**+51,9%**
Pertes de valeur	(1 028)	(3 502)	
Restructurations	(204)	(257)	
Effets de périmètre	1 107	1 641	
Autres éléments non récurrents	(69)	(879)	
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**6 722**	**1 558**	**+331,6%**
Résultat financier	(1 350)	(1 634)	
Impôts sur les bénéfices	(1 695)	(666)	
Résultat net des activités non poursuivies	**80**	**(151)**	
RÉSULTAT NET	**3 758**	**(893)**	**+521,0%**
Résultat net récurrent part du Groupe	**3 158**	**1 703**	
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**1,26**	**0,63**	
Résultat net part du Groupe	**3 661**	**(1 536)**	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**97**	**644**	

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

La réconciliation du Résultat net récurrent part du Groupe au Résultat net part du Groupe se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Résultat net récurrent part du Groupe	**3 158**	**1 703**
Pertes de valeur et autres	(1 122)	(4 822)
Restructurations	(204)	(257)
Effets de périmètre	1 107	1 641
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	721	198
Résultat net part du Groupe	**3 661**	**(1 536)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 6 722 millions d'euros, en hausse par rapport au 31 décembre 2020 principalement en raison de la croissance de l'EBIT, de moindres pertes de valeur et de moindres autres éléments non récurrents, partiellement compensés par de moindres résultats de cession d'actifs.

Le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 1 028 millions d'euros (contre 3 502 millions d'euros au 31 décembre 2020) portant notamment sur des actifs concernés par la sortie de la production thermique à base de charbon annoncée par le Groupe en 2021 (228 millions d'euros), des actifs concernés par la revue stratégique des Solutions Clients annoncée par le Groupe en 2020, en France, en Afrique et en Asie (196 millions d'euros), et des actifs ayant fait l'objet de révisions de perspectives moyen et long terme ou ayant rencontré des difficultés opérationnelles, notamment des actifs de productions d'énergies renouvelables en Amérique latine et des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Asie (311 millions d'euros) (voir Note 10.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;

- des charges de restructuration de 204 millions d'euros (contre 257 millions d'euros au 31 décembre 2020) (voir Note 10.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- des "Effets de périmètre" pour +1 108 millions d'euros comprenant principalement le résultat relatif à la cession de 10% du capital de GTT et à la réévaluation des 30% restants (628 millions d'euros) et un complément de prix sur la cession de 29,9% de la participation d'ENGIE dans SUEZ (347 millions d'euros) (voir Note 10.3 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- des "Autres éléments non récurrents" pour un montant de –69 millions d'euros contre – 879 millions d'euros au 31 décembre 2020. En 2020, ce montant comprenait notamment pour -726 millions d'euros l'impact comptable initial de l'extension, au reste de ses positions gaz en Europe, du mode gestion en trading initié par la BU GEM en 2017 ainsi que les impacts de la révision de provisions pour démantèlement et réhabilitation de sites industriels (voir Note 10.4 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Le **résultat financier** s'élève à -1 350 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre -1 634 millions d'euros au 31 décembre 2020 (voir Note 11 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") en dépit d'un coût moyen de la dette brute en hausse. Cette amélioration résulte principalement de l'impact positif du différentiel de variation de juste valeur des OPCVM détenus par Synatom. Retraité des éléments non récurrents, le résultat financier s'élève à –1 494 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre –1 377 millions d'euros au 31 décembre 2020. Cette dégradation provient notamment de l'accroissement du coût de la dette au Brésil, de l'ordre de 12% contre 7% en 2020, porté par l'inflation – la dette au Brésil, pour 80% à taux variable par cohérence avec l'indexation inflation des revenus opérationnels sous-jacents, représente environ 10% de la dette consolidée.

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2021 s'établit à –1 695 millions d'euros (contre -666 millions d'euros au 31 décembre 2020). Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 29,3% en 2021 contre 30,5% en 2020, principalement en raison :

- de la baisse du taux d'impôt normatif en France en 2021 (28,40% contre 32,02% en 2020) et de l'évolution du mix de taux dans les différents pays – environ *-2,1 points ;*
- et de l'évolution favorable des pertes dans les pays ne reconnaissant que partiellement leurs actifs d'impôt différé notamment en Belgique, aux USA, en Italie et en Allemagne *– environ -7 points ;*

qui ne sont que partiellement compensés par *:*

- des réductions d'actifs d'impôt différé dans certains pays (Australie, Luxembourg, Pays-Bas) et l'accroissement de provisions pour positions fiscales incertaines dans d'autres *– environ +7 points*
- et par l'effet sur les positions d'impôts différés passifs de la hausse du taux d'impôt futur sur les résultats votée au Royaume-Uni – *environ +1 point*.

Le taux effectif d'impôt total est en forte hausse (36,9% contre -169,9% en 2020), essentiellement en raison de la non-fiscalisation de pertes liées à des résultats non récurrents (notamment sur certains dérivés) en Belgique, en Australie et aux États-Unis, et par l'évolution des provisions pour risques fiscaux. À noter qu'en 2020, le taux effectif d'impôt était facialement biaisé par une base de résultat très faible.

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'est élevé à 2,9 milliards d'euros contre 1,7 milliard d'euros au 31 décembre 2020. Cette hausse était principalement due à la forte croissance de l'EBIT et à la baisse du taux effectif d'impôt récurrent de 30,5% à 29,3%.

Le **résultat net récurrent part du Groupe, y compris EQUANS** s'est élevé à 3,2 milliards d'euros contre 1,7 milliard d'euros au 31 décembre 2020.

Le **résultat net part du Groupe, y compris EQUANS** est de 3,7 milliards d'euros. L'augmentation de 5,2 milliards d'euros par rapport à 2020 est principalement liée à la hausse du résultat net récurrent part du Groupe et à la baisse des pertes de valeur comptabilisées.

Les pertes de valeur comptabilisées en 2021 de 1,0 milliard d'euros sont principalement liées à des actifs au charbon au Brésil et renouvelables au Mexique.

Les plus-values de cession de 1,1 milliard d'euros sont principalement liées à la vente de la participation de 10% dans GTT (y compris la réévaluation des 30% conservés) et au complément de prix sur la participation de 29,9% dans SUEZ vendue en 2020.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à 97 millions d'euros (contre 644 millions d'euros au 31 décembre 2020). Cette variation résulte principalement des partenariats de production renouvelable aux États-Unis, qui ont enregistré des résultats latents de couverture économique de matières premières négatifs sur positions nettes vendeuses dans un contexte de forte augmentation des prix des commodités.

Le **Retour des Capitaux employés (ROCE**) s'est amélioré au cours de l'année 2021 d'environ 5,7% en 2020 à environ 9,1% en 2021, principalement grâce à l'amélioration de l'EBIT et la diminution du taux d'impôt.

6.1.1.3 Évolution de l'endettement financier net

L'**endettement financier net** s'établit à 25,4 milliards d'euros, en hausse de 2,9 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2020.

- des dépenses d'investissement sur la période de 8,0 milliards d'euros, dont 1,3 milliard d'euros dédié au financement des provisions nucléaires en Belgique ;
- les versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,4 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,4 milliard d'euros principalement en Amérique latine et à GRTgaz) ;
- divers autres éléments, à hauteur de 1,5 milliard d'euros, principalement liés aux nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location, au remboursement des d'obligations hybrides et à des effets de change ;

ont été que partiellement compensés par :

- le *Cash Flow From Operations* de 6,3 milliards d'euros (8,5 milliards d'euros hors appels de marge) ; et
- les cessions de 2,0 milliards d'euros, principalement GRTgaz.

Les mouvements relatifs à l'endettement financier net sont les suivants :

En millions d'euros

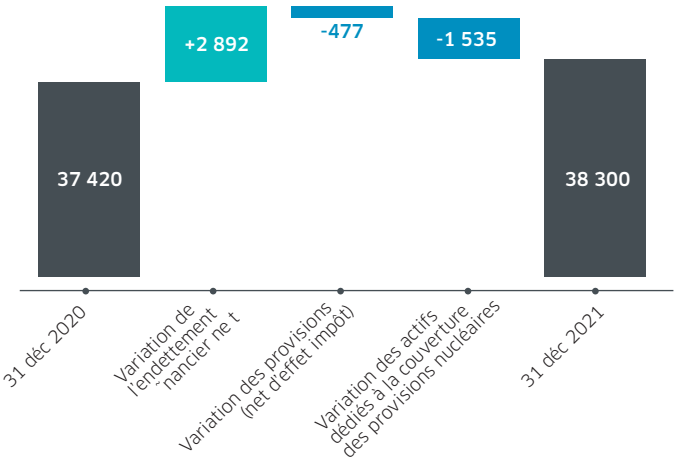


(1) CAPEX nets des produits de cession dans le cadre des activités DBSO
(2) Hors produits de cession dans le cadre des activités DBSO

La **dette nette économique** s'est élevée à 38,3 milliards d'euros, en hausse de 0,9 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2020. L'augmentation de la dette financière nette a été partiellement compensée par le financement des provisions nucléaires (1,3 milliard d'euros) et les gains actuariels sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (0,8 milliard d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette économique sont les suivants :

En millions d'euros



Le **ratio endettement financier net/EBITDA** s'élève à 2,4x, en baisse de 0,1x par rapport au 31 décembre 2020. Le coût moyen de la dette brute s'est établi à 2,63%, en hausse de 25 points de base par rapport au 31 décembre 2020.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Endettement financier net	25 350	22 458
EBITDA	10 563	8 908
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	**2,40**	**2,52**

Le **ratio dette nette économique/EBITDA** s'élève à 3,6x, en baisse de 0,4x par rapport au 31 décembre 2020 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Dette nette économique	38 300	37 420
EBITDA	10 563	8 908
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	**3,62**	**4,20**

6.1.1.3.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

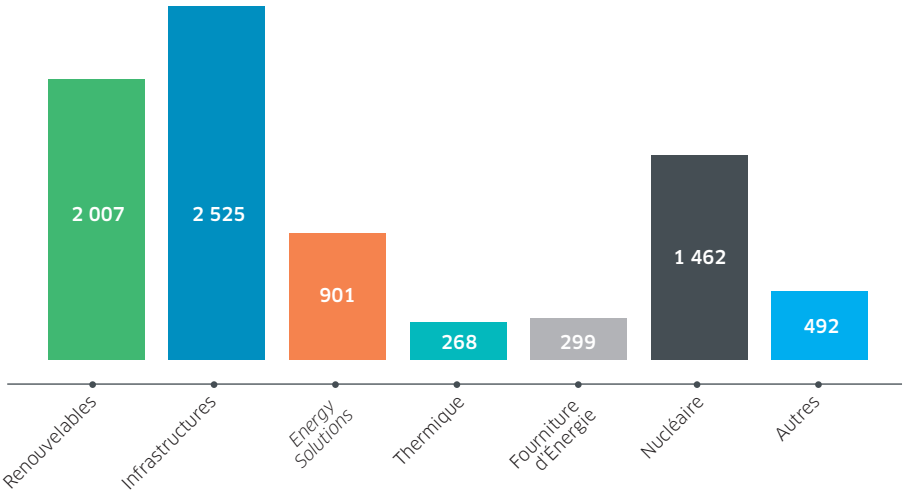
Le ***cash flow* des opérations** s'est établi à 6,3 milliards d'euros, en baisse de 0,4 milliard d'euros par rapport à 2020. Cette baisse s'explique principalement par les variations négatives du besoin en fonds de roulement (-1,4 milliard d'euros), principalement dues aux appels de marge (-2,2 milliards d'euros), qui ont plus que compensé la hausse des flux de trésorerie d'exploitation (+1,3 milliard d'euros). Les impôts et intérêts payés ont également été légèrement plus élevés.

6.1.1.3.2 Investissements nets

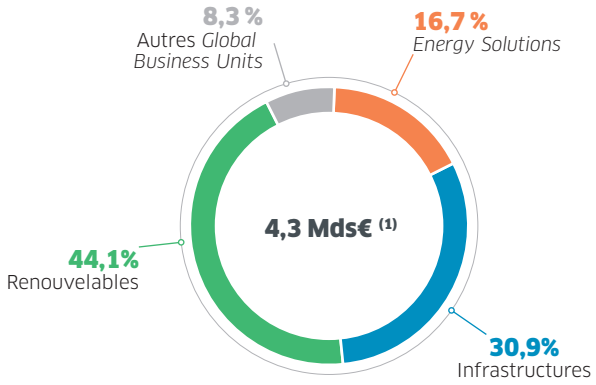
Le **total des investissements s'est élevé à 6,1 milliards d'euros**, dont 4,3 milliards d'euros dédiés aux investissements de croissance.

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) par activité

En millions d'euros



Les investissements de croissance s'élèvent à 4,3 milliards d'euros et se détaillent comme suit par activité :



Principaux projets *(en Mds €)*	
Renouvelables	**1,9**
États-Unis – Éolien & Solaire	0,8
France renouvelables	0,3
Amérique latine – Éolien & Solaire	0,3
Infrastructures	**1,3**
GRDF – Compteurs intelligents + développement des réseaux	0,6
Brésil – Lignes de transmission d'électricité	0,3
Solutions Clients	**0,7**
US Georgetown University	0,2
ENGIE Solutions – divers projets	0,2

(1) Net des cessions dans le cadre des activités DBSO, hors Corporate, et Synatom considéré comme faisant partie des investissements de maintenance

La **matrice activités/géographies** des investissements de croissance se détaille comme suit :

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	244	122	462	773	183	104	1 887
Infrastructures	812	68	440	-	-	-	1 320
Energy Solutions	209	122	15	298	24	45	712
Production Thermique	-	8	26	-	(57)	7	(17)
Fourniture d'Énergie	74	46	-	-	11	24	155
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	1	-	1	217	218
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**1 338**	**366**	**943**	**1 071**	**161**	**396**	**4 274**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	152	63	635	122	(453)	1 010	1 529
Infrastructures	822	40	659	-	1	57	1 579
Energy Solutions	208	38	4	247	22	72	591
Production Thermique	-	13	122	-	(111)	3	28
Fourniture d'Énergie	60	49	-	-	8	27	144
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	3	9	1	(10)	2
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**1 241**	**204**	**1 423**	**378**	**(532)**	**1 159**	**3 873**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Les **investissements nets** de la période s'élèvent à 6,1 milliards d'euros et comprennent :

- des investissements de croissance pour 4,3 milliards d'euros (voir ci-dessus) ;
- des investissements de maintenance bruts pour 2,4 milliards d'euros ;
- de l'augmentation nette de 1,3 milliard d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location enregistrés sur la période (0,4 milliard d'euros) ;
- des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités pour 0,3 milliard d'euros ; et
- des cessions représentant un montant de 2,0 milliards d'euros.

6.1.1.3.3 Dividendes et mouvements sur capitaux

Les dividendes et mouvements sur capitaux s'élèvent à 1,9 milliard d'euros et comprennent le versement en mai du dividende d'ENGIE au titre de l'exercice 2020 pour 1,4 milliard d'euros, les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 0,4 milliard d'euros, et le paiement des coupons de la dette hybride pour 0,1 milliard d'euros.

6.1.1.3.4 Endettement financier net au 31 décembre 2021

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 83% en euros, 11% en dollars américains et 10% en real brésiliens au 31 décembre 2021.

L'endettement financier net est libellé à 91% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 11,8 ans.

Au 31 décembre 2021, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,0 milliards d'euros.

6.1.1.3.5 Rating

Le 17 janvier 2022, Moody's a confirmé sa note Baa1/P-2 les engagements financiers non garantis de premier rang, avec une perspective stable.

Le 15 octobre 2021, Fitch a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à A- qu'il avait abaissé le 24 mars 2021 et a confirmé sa notation court terme F1, avec une perspective stable.

Le 7 juin 2021, S&P a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à BBB+ et sa notation court terme à A-2, avec une perspective stable.

6.1.1.4 Autres postes de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation nette
Actifs non courants	**117 418**	**93 095**	**24 323**
Dont goodwill	*12 799*	*15 943*	*(3 144)*
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	*57 863*	*57 085*	*778*
Dont instruments financiers dérivés	*25 616*	*2 996*	*22 620*
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	*8 498*	*6 760*	*1 738*
Actifs courants	**107 915**	**60 087**	**47 828**
Dont créances commerciales et autres débiteurs	*32 556*	*14 295*	*18 260*
Dont instruments financiers dérivés	*19 373*	*8 069*	*11 304*
Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	*11 881*	*1 292*	*10 589*
Capitaux propres	**41 980**	**33 856**	**8 124**
Provisions	25 459	27 073	(1 613)
Dettes financières	41 048	37 939	3 109
Instruments financiers dérivés	46 931	13 125	33 806
Autres passifs	69 916	41 191	28 725
Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	*7 415*	*488*	*6 927*

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 57,9 milliards d'euros, en hausse de 0,8 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2020. Cette variation résulte pour l'essentiel des acquisitions et développements de la période (+7,2 milliards d'euros), des écarts de conversion (+1 milliard d'euros principalement lié à l'appréciation du dollar américain et de la livre sterling), partiellement compensés par des amortissements (-4,6 milliards d'euros), par le classement des activités d'EQUANS en "Activités non poursuivies" (-1,5 milliard d'euros) et par des pertes de valeurs (-1,0 milliard d'euros).

Les ***goodwill*** s'établissent à 12,8 milliards d'euros en baisse de 3,1 milliards d'euros essentiellement due au classement en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" des activités d'EQUANS.

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** augmentent de 1,7 milliard d'euros notamment dû à la cession de 10% dans GTT et sa comptabilisation désormais en mise en équivalence.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 42 milliards d'euros, en hausse de 8,1 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2020. Cette hausse provient essentiellement des autres éléments du résultat global (5,7 milliards d'euros dont +4 milliards d'euros au titre des couvertures de flux de trésorerie sur matières premières, +1,7 milliard d'euros de pertes et gains actuariels et 0,9 milliard d'euros d'écarts de conversion) et du résultat net de la période (+3,8 milliards d'euros), partiellement compensés par les dividendes distribués (-1,7 milliard d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 25,5 milliards d'euros, en baisse de 1,6 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2020. Cette baisse provient principalement des gains actuariels sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme (-2,0 milliards d'euros) en raison de la forte hausse des taux d'actualisation sur la période (voir Note 20 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

La variation à la hausse des **instruments financiers dérivés** et des **créances commerciales et autres débiteurs** par rapport au 31 décembre 2020 s'explique principalement par la variation des prix des matières premières sur la période.

Les actifs et passifs classés sur les lignes "**Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente**" et "**Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente**" se composent principalement au 31 décembre 2021 des activités d'EQUANS.

6.1.1.5 Comptes sociaux

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux d'ENGIE SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2021, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 36 224 millions d'euros, en croissance par rapport à 2020 (19 272 millions d'euros), aussi bien sur le marché du gaz que celui de l'électricité.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à -846 millions d'euros au 31 décembre 2021, en amélioration de 794 millions d'euros par rapport à l'exercice 2020 où il était de -1 640 millions d'euros. La marge énergie se dégrade de 1 009 millions d'euros.

Le résultat financier est de 381 millions d'euros, en baisse de 1 058 millions d'euros par rapport à 2020 en raison principalement d'une baisse des dividendes reçus.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel, positif de +1 771 millions d'euros, principalement constitué des variations de valeurs des titres de participation (dont Electrabel) et de plus-value de cession de titres (dont GRTgaz).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 474 millions d'euros, contre un produit d'impôt de 532 millions d'euros à la clôture précédente, incluant un produit d'intégration fiscale de 408 millions d'euros.

Le résultat net ressort à +1 780 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 31 211 millions d'euros contre 30 702 millions d'euros à fin 2020, soit une augmentation de 509 millions d'euros liée au résultat de l'exercice 2021 (1 780 millions d'euros), et au paiement du dividende 2020 pour un montant de -1 305 millions d'euros.

Au 31 décembre 2021, les dettes financières ressortent à 39 361 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 11 232 millions d'euros (dont 7 533 millions d'euros de comptes courants des filiales).

Informations relatives aux délais de paiement

En application de l'article D. 441-4 du Code de Commerce, les sociétés dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs et de leurs clients, afin de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement.

Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs et des clients mentionnés à l'article D.441-4 du Code de commerce

	Article D. 441 I.- 1° : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.- 2° : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
En millions d'euros	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	-					40 767						5 928 591
Montant total des factures concernées TTC	-	12,9	369,6	1,1	141,4	524,9		1 921,5	50,9	34,1	5 587,3	2 593,8
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,03%	0,83%	0,00%	0,32%	1,19%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice								4,50%	0,12%	0,08%	1,37%	6,07%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						177						503
Montant total des factures exclues						(2,8)						0,9
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal – article L. 441-6 ou article L. 443-1 du code de commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement						Délais légaux : 30 jours						Délais contractuels : 14 jours Délais légaux : 30 jours

6.1.2 Trésorerie et capitaux

6.1.2.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur

6.1.2.1.1 Structure de l'endettement

L'endettement brut, hors découverts bancaires, coût amorti et dérivés, à fin 2021 s'élève à 37,9 milliards d'euros. Celui-ci est en hausse par rapport à fin 2020. Il se compose principalement de financements obligataires pour 26,2 milliards d'euros et d'emprunts bancaires pour un montant de 5,8 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 0,9 milliard d'euros. Les emprunts à court terme (titres négociables à court terme) représentent 13% de la dette brute totale à fin 2021.

82% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et titres négociables à court terme). Hors coût amorti, effet des instruments financiers dérivés et cash collatéral, la dette nette atteint 23,9 milliards d'euros à fin 2021. Hors coût amorti et après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 83% en euros, 11% en dollars américains et 10% en real brésiliens à fin 2021.

Après impact des dérivés, 91% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 2,63%. La durée moyenne de la dette nette est de 11,8 ans à fin 2021.

La Section 6.4 Comptes sociaux Note 11 décrit les principaux contrats portés par ENGIE SA.

6.1.2.1.2 Principales opérations de l'année 2021

La Note 17.3.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" décrit les principales opérations de l'année 2021 impactant l'endettement financier net.

En décembre 2021, le Groupe a conclu une ligne de crédit syndiquée de 4 milliards d'euros pour une durée initiale de 5 ans, avec deux options d'extension d'un an chacune. Cette ligne vient remplacer la ligne syndiquée de 5,5 milliards d'euros, échéant en novembre 2022, qui a été annulée à la conclusion de la nouvelle ligne.

6.1.2.1.3 Notations

ENGIE a des notations sollicitées par Standard & Poor's, Moody's et Fitch.

En juin 2021, S&P a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à BBB+/A-2, avec perspective stable.

En janvier 2022, Moody's a confirmé la notation des émissions senior d'ENGIE SA à -Baa1/P-2, avec perspective stable.

En avril 2021, Fitch a abaissé la notation émetteur à long terme d'ENGIE SA de A à A- et maintenu la notation émetteur à court terme à F1, avec perspective stable. En octobre 2021, Fitch a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à A-/F1, avec perspective stable.

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2021, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,0 milliards d'euros. Ces lignes peuvent servir, entre autres, de lignes de *back-up* des programmes de titres négociables à court terme. Plus de 90% de ces lignes sont gérées de façon centralisée et leur disponibilité n'est sujette à aucun covenant financier et n'est pas liée à une notation de risque crédit. Les contreparties de ces lignes sont bien diversifiées puisqu'aucune ne détient plus de 5% du total de ces lignes centralisées. À fin 2021, aucune ligne centralisée n'est utilisée.

Le Groupe met par ailleurs en place des financements dans certaines filiales dont la documentation comprend des ratios liés à leurs états financiers. Ces financements sont sans recours sur ENGIE SA ou le GIE ENGIE Alliance. La définition ainsi que le niveau de ces ratios, également connus comme covenants financiers, sont déterminés en accord avec les prêteurs. Une révision de ces éléments peut intervenir durant la vie du prêt.

Les ratios les plus fréquents sont :

- *Debt Service Cover Ratio = Free Cash Flow* (Principal + charge d'intérêt) ou au service des intérêts (*Interest Cover Ratio* = EBITDA/charge d'intérêt) ;
- *Loan Life Cover Ratio* (actualisation au coût moyen de la dette des *Free Cash Flows* futurs divisée par le montant emprunté restant dû) ;
- Dette/*Equity* ratio ou maintien d'un montant minimal d'investissements en fonds propres *(Equity)*.

Au 31 décembre 2021 toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière. Quelques entités non significatives font toutefois exceptions, pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mises en œuvre.

6.1.2.3 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements

Le Groupe estime que les besoins de fonds seront couverts par la trésorerie disponible et l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes. Il pourrait néanmoins recourir au marché des capitaux de manière opportuniste.

Le cas échéant, des financements spécifiques pourraient être mis en place pour des projets bien précis.

Le Groupe a un total de 4,3 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2022. Ce total n'intègre pas les titres négociables à court terme de 5 milliards d'euros arrivant à maturité. Le Groupe a par ailleurs une trésorerie de 14 milliards d'euros au 31 décembre 2021 (nette des découverts bancaires). Il a également un montant de 12 milliards d'euros de lignes disponibles dont 1 milliard d'euros à échéance 2022. Ce montant de lignes disponibles est non netté du montant des titres négociables à court terme.

6.2 Comptes consolidés

6.2.1 États financiers consolidés

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
CHIFFRE D'AFFAIRES	**7.2 & 8**	**57 866**	**44 306**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	9.1	(38 861)	(28 088)
Charges de personnel	9.2	(7 692)	(7 503)
Amortissements, dépréciations et provisions	9.3	(4 840)	(4 477)
Impôts et taxes		(1 479)	(1 207)
Autres produits opérationnels		1 122	971
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel		**6 116**	**4 001**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	7.2	800	553
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		**6 916**	**4 554**
Pertes de valeur	10.1	(1 028)	(3 502)
Restructurations	10.2	(204)	(257)
Effets de périmètre	10.3	1 107	1 641
Autres éléments non récurrents	10.4	(69)	(879)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**10**	**6 722**	**1 558**
Charges financières		(2 061)	(2 168)
Produits financiers		711	533
RÉSULTAT FINANCIER	**11**	**(1 350)**	**(1 634)**
Impôt sur les bénéfices	12	(1 695)	(666)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**3 678**	**(742)**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**80**	**(151)**
RÉSULTAT NET		**3 758**	**(893)**
Résultat net part du Groupe		3 661	(1 536)
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe		3 582	(1 384)
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe		79	(153)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		97	644
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		96	642
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		1	2
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	**13**	**1,46**	**(0,71)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action		1,43	(0,65)
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action		0,03	(0,06)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	**13**	**1,46**	**(0,71)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué		1,42	(0,65)
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué		0,03	(0,07)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 "Retraitement de l'information comparative").

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimés en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État du résultat global

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
RÉSULTAT NET		**3 758**	**(893)**
Instruments de dette	17.1	(21)	(46)
Couverture d'investissement net	18	(215)	128
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	18	511	(250)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	18	3 980	872
Impôts différés sur éléments ci-dessus		(1 333)	(136)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		270	(387)
Écarts de conversion		909	(1 938)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		114	(159)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		**4 215**	**(1 916)**
Instruments de capitaux propres	17.1	159	45
Pertes et gains actuariels		1 742	(1 587)
Impôts différés sur éléments ci-dessus		(451)	378
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		-	75
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		48	16
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		**1 499**	**(1 073)**
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES ET NON RECYCLABLES		**5 713**	**(2 990)**
RÉSULTAT GLOBAL		**9 471**	**(3 882)**
Dont quote-part du Groupe		9 415	(4 046)
Dont quote-part des entreprises ne donnant pas le contrôle		56	163

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 "Retraitement de l'information comparative")

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

État de la situation financière

Actif

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs non courants			
Goodwill	14	12 799	15 943
Immobilisations incorporelles nettes	15	6 784	7 196
Immobilisations corporelles nettes	16	51 079	49 889
Autres actifs financiers	17	10 949	9 009
Instruments financiers dérivés	17	25 616	2 996
Actifs de contrats	8	34	26
Participations dans les entreprises mises en équivalence	4	8 498	6 760
Autres actifs non courants	25	478	396
Actifs d'impôt différés	12	1 181	880
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		**117 418**	**93 095**
Actifs courants			
Autres actifs financiers	17	2 495	2 583
Instruments financiers dérivés	17	19 373	8 069
Créances commerciales et autres débiteurs	8	32 555	14 295
Actifs de contrats	8	8 344	7 738
Stocks	25	6 175	4 140
Autres actifs courants	25	13 202	8 990
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	13 890	12 980
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	5.2	11 881	1 292
TOTAL ACTIFS COURANTS		**107 915**	**60 087**
TOTAL ACTIF		**225 333**	**153 182**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

Passif

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Capitaux propres part du Groupe		36 994	28 945
Participations ne donnant pas le contrôle	3	4 986	4 911
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**19**	**41 980**	**33 856**
Passifs non courants			
Provisions	20	23 394	24 876
Emprunts à long terme	17	30 458	30 092
Instruments financiers dérivés	17	24 228	3 789
Autres passifs financiers	17	108	77
Passifs de contrats	8	68	39
Autres passifs non courants	25	2 341	2 004
Passifs d'impôt différés	12	7 738	4 416
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		**88 335**	**65 293**
Passifs courants			
Provisions	20	2 066	2 197
Emprunts à court terme	17	10 590	7 846
Instruments financiers dérivés	17	22 702	9 336
Fournisseurs et autres créanciers	17	32 822	17 307
Passifs de contrats	8	2 671	4 315
Autres passifs courants	25	16 752	12 545
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	5.2	7 415	488
TOTAL PASSIFS COURANTS		**95 019**	**54 034**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**225 333**	**153 182**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

État des variations des capitaux propres

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2019	**2 435**	**31 470**	**(1 369)**	**3 913**	**(1 961)**	**(1 098)**	**(303)**	**33 087**	**4 950**	**38 037**
Résultat net			(1 536)					(1 536)	644	(893)
Autres éléments du résultat global			(999)		242	(1 752)		(2 509)	(480)	(2 990)
RÉSULTAT GLOBAL			**(2 535)**	**-**	**242**	**(1 752)**	**-**	**(4 046)**	**163**	**(3 882)**
Rémunération sur base d'actions	-	-	52					52	2	54
Dividendes distribués en numéraire [1]		-	-					-	(425)	(425)
Achat/vente d'actions propres			(52)				52	-	-	-
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [2]			(193)	-				(193)		(193)
Transactions entre actionnaires			25					25	35	59
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle			-					-	7	7
Augmentations et réductions de capital								-	178	178
Autres variations		(178)	199	-	-			21	1	21
CAPITAUX PROPRES AU 31 DECEMBRE 2020	**2 435**	**31 291**	**(3 874)**	**3 913**	**(1 719)**	**(2 850)**	**(251)**	**28 945**	**4 911**	**33 856**

(1) L'Assemblée Générale du 14 mai 2020 a approuvé la résolution relative à l'annulation de la distribution du dividende au titre de l'exercice 2019 proposée par le Groupe dans le contexte de la crise de la Covid-19 (cf. Note 17.3 "Risque de liquidité" des états financiers consolidés au 31 décembre 2020)

(2) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 18 "Eléments sur capitaux propres" des états financiers consolidés au 31 décembre 2020

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRESAU 31 DÉCEMBRE 2020	**2 435**	**31 291**	**(3 874)**	**3 913**	**(1 719)**	**(2 850)**	**(251)**	**28 945**	**4 911**	**33 856**
Résultat net			3 661	-	-	-		3 661	97	3 758
Autres éléments du résultat global			1 490	-	3 431	833		5 753	(40)	5 713
RÉSULTAT GLOBAL			**5 151**	**-**	**3 431**	**833**		**9 415**	**56**	**9 471**
Rémunération sur base d'actions			48					48	1	49
Dividendes distribués en numéraire [1]		(1 296)	-					(1 296)	(410)	(1 706)
Achat/vente d'actions propres			(52)	-	-	-	52	-	-	-
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [1]			(129)	(146)				(275)		(275)
Transactions entre actionnaires [1] [2]			324					324	740	1 064
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle [1] [3]								-	(312)	(312)
Augmentations et réductions de capital								-	(1)	(1)
Changements normatifs			43					43	1	44
Autres variations [1] [4]		(3 937)	3 726					(211)	1	(209)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DECEMBRE 2021	**2 435**	**26 058**	**5 238**	**3 767**	**1 711**	**(2 017)**	**(199)**	**36 994**	**4 986**	**41 980**

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 19 "Eléments sur capitaux propres"
(2) Concerne principalement la cession de 11,5% de GRTgaz
(3) Concerne principalement la cession partielle de Gaztransport et Technigaz SA (GTT)
(4) L'impact net concerne principalement le litige avec l'Administration fiscale française sur la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ. Ce litige est présenté dans la Note 26.7.1 "Contentieux et enquêtes"

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

État de flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 [1]
RÉSULTAT NET		**3 758**	**(893)**
- Résultat net des activités non poursuivies		80	(151)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**3 678**	**(742)**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(800)	(553)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		662	739
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		5 484	8 432
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(1 039)	(1 580)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(721)	(198)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(501)	109
- Charge d'impôt	12	1 695	666
- Résultat financier	11	1 350	1 634
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**9 806**	**8 506**
+ Impôt décaissé		(603)	(494)
Variation du besoin en fonds de roulement	**25.1**	**(2 377)**	**(902)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**6 826**	**7 110**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**486**	**479**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**7 312**	**7 589**
Investissements corporels et incorporels	15 & 16	(5 990)	(4 964)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	5 & 17	(392)	(405)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5 & 17	(369)	(1 067)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	17	(1 548)	(1 618)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	15 & 16	88	131
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	5 & 17	(173)	462
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5 & 17	62	3 841
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	17	73	18
Intérêts reçus d'actifs financiers		32	33
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		57	56
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	6.6	121	(359)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(8 039)**	**(3 872)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**(3 003)**	**(175)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**(11 042)**	**(4 046)**
Dividendes payés [2]		(1 859)	(621)
Remboursement de dettes financières		(5 054)	(6 031)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		464	(608)
Intérêts financiers versés		(719)	(648)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		52	52
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(219)	25
Augmentation des dettes financières		8 352	7 337
Augmentation/diminution de capital		226	181
Achat/vente de titres d'autocontrôle		-	-
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	6.6	1 085	23
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**2 328**	**(290)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**2 519**	**(272)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**4 848**	**(561)**
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies [2]		223	(518)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		10	(11)
Effet des variations de change et divers		233	(528)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**1 350**	**2 453**
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		(440)	9
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		**12 980**	**10 519**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		**13 890**	**12 980**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 "Retraitement de l'information comparative")

(2) La ligne "Dividendes payés" comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée (cf. Note 19 "Eléments sur capitaux propres")

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

6.2.2 Notes aux comptes consolidés

NOTE 1 Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés 230
NOTE 2 Retraitement de l'information comparative 233
NOTE 3 Principales filiales au 31 décembre 2021 236
NOTE 4 Participations dans les entreprises mises en équivalence 242
NOTE 5 Principales variations de périmètre 250
NOTE 6 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière 255
NOTE 7 Information sectorielle 260
NOTE 8 Ventes 266
NOTE 9 Charges opérationnelles 269
NOTE 10 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles 270
NOTE 11 Résultat financier 272
NOTE 12 Impôts 273
NOTE 13 Résultat par action 277
NOTE 14 *Goodwill* 278
NOTE 15 Immobilisations incorporelles 283
NOTE 16 Immobilisations corporelles 286
NOTE 17 Instruments financiers 289
NOTE 18 Risques liés aux instruments financiers 302
NOTE 19 Éléments sur les capitaux propres 317
NOTE 20 Provisions 320
NOTE 21 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme 326
NOTE 22 Paiements fondés sur des actions 332
NOTE 23 Transactions avec des parties liées 333
NOTE 24 Rémunération des dirigeants 333
NOTE 25 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs 334
NOTE 26 Contentieux et enquêtes 336
NOTE 27 Événements postérieurs à la clôture 340
NOTE 28 Honoraires des commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux 340
NOTE 29 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises 340

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code du commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans.

Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie (France).

Les titres ENGIE sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

En date du 14 février 2022, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2021.

NOTE 1 Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement délégué (UE) n° 2019/980 de la Commission européenne du 14 mars 2019, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats d'ENGIE sont fournies pour les deux derniers exercices 2020 et 2021 et sont établies conformément au règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2021, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne [1].

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2021 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2020 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2021

- Amendements IFRS 9 – *Instruments Financiers* ; IAS 39 – *Instruments Financiers : comptabilisation et évaluation* ; IFRS 7 – *Instruments Financiers – Informations à fournir* ; IFRS 4 – *Contrats d'assurance* et IFRS 16 – *Contrats de location* : réforme des taux d'intérêt de référence (phase 2).

  Le Groupe a opté pour l'application anticipée de ces amendements comme indiqué dans la Note 17.1.5.2 des états financiers consolidés au 31 décembre 2020.
- Amendements IFRS 16 – *Contrats de location* : allègements de loyers liés à la crise du Covid-19 au-delà du 30 juin 2021.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Autres textes

- Dans sa décision d'avril 2021, l'IFRS Interprétations Committee (IFRIC) a clarifié à quelle période de service une entité doit allouer certains avantages du personnel dans le cadre de régimes à prestations définies (IAS 19 – *Avantages du personnel*). Les impacts de cette décision sont peu significatifs pour le Groupe et ont été comptabilisés en capitaux propres d'ouverture 2021.
- Dans sa décision de mars 2021, l'IFRS Interprétations Committee (IFRIC) a clarifié le traitement comptable des coûts de configuration et de personnalisation d'un logiciel utilisé en mode SaaS ("*Software as a Service*"). Selon l'IFRIC, certains de ces coûts doivent être constatés en charge (et non en immobilisations incorporelles). Le Groupe a recensé les principaux projets liés à la mise en œuvre de logiciels utilisés en mode SaaS pour lesquels des coûts ont été constatés en immobilisations incorporelles. Compte tenu de la difficulté pratique des analyses à mener pour identifier, sur ces projets, les coûts de configuration et de personnalisation compris dans les montants constatés en immobilisations incorporelles, cette décision n'a pas été appliquée dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2021. À ce stade de l'analyse, l'impact de cette décision est estimé comme non significatif sur les comptes consolidés du Groupe.

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2022 et anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 16 – *Immobilisations corporelles* : produits générés avant l'utilisation prévue.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.4 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2022 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 1 – Présentation des états financiers : classification des passifs en courant et non courant [2].
- Amendements IAS 37 – Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels : contrats déficitaires et coûts d'exécution des contrats.
- Amélioration annuelle des IFRS – Cycle 2018 – 2020.
- IFRS 17 – Contrats d'assurance (incluant amendements).
- Amendements IAS 1 – Présentation des états financiers et guide d'application pratique de la matérialité : informations à fournir sur les méthodes comptables [1].
- Amendements IAS 8 – Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs : définition des estimations comptables [1].
- Amendements IAS 12 – *Impôts sur le résultat* : impôt différé rattaché à des actifs et passifs issus d'une même transaction [1].

Les analyses des incidences de l'application de ces normes, amendements et améliorations sont en cours.

(1) Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne : http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:02002R1606-20080410
(2) Ces normes et amendements n'ayant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre

1.2 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés

1.2.1 Convention du coût historique

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros et préparés selon la convention du coût historique, à l'exception des instruments financiers qui sont comptabilisés conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IFRS 9.

1.2.2 Options retenues

1.2.2.1 Rappel des options de transition IFRS 1

Le Groupe, à l'occasion de la transition aux IFRS en 2005, a utilisé certaines options permises par IFRS 1. Les options qui ont encore un impact sur les états financiers concernent :

- les écarts de conversion : le Groupe a choisi de reclasser au sein des capitaux propres en réserves consolidées les écarts de conversion cumulés au 1er janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1er janvier 2004.

1.2.2.2 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1er janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

Depuis le 1er janvier 2010, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise. Ces participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

1.2.2.3 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte à partir du résultat net.

Les "Intérêts reçus d'actifs financiers non courants" sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les "Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie" sont classés dans les flux issus des activités de financement, car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

Les pertes de valeur sur actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de perte de valeur.

Les flux liés au paiement de l'impôt sur les sociétés sont isolés.

1.2.3 Opérations en monnaies étrangères

1.2.3.1 Conversion des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction.

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

1.2.3.2 Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro (monnaie de présentation)

L'état de la situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens de la période. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en "écarts de conversion" au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

1.3.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la forte volatilité des marchés des matières premières, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers et l'appréciation du risque de contrepartie et de liquidité. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont également été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz et d'électricité, en hausse sensible sur le second semestre 2021.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills* (voir Note 14 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), des immobilisations incorporelles (voir Note 15 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") et des immobilisations corporelles (voir Note 16 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs financiers (voir Notes 17 et 18 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'appréciation des pertes de crédit attendues, notamment pour la mise à jour des probabilités de défaut et des autres paramètres dans un contexte d'incertitude (voir Note 18 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (voir Notes 20 et 21 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (voir Note 5 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit "en compteur" dont les modèles ont été impactés par les changements de comportement de consommation de certains clients, dans un contexte de forte variation des prix des matières premières (voir Note 8 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte le cas échéant, des révisions et des projections de résultat taxable (voir Note 12 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas, de manière précise, des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour :

- l'évaluation de la nature du contrôle (voir Notes 3 et 4 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (voir Note 8 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- la comptabilisation dans le chiffre d'affaires, des coûts d'acheminement facturés aux clients (voir Note 8 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- la comptabilisation des mesures de soutien octroyées par certains gouvernements, en France notamment ("bouclier tarifaire"), dont l'objectif est de protéger tant le consommateur que le fournisseur de gaz ou d'électricité contre les fortes variations des prix des matières premières (voir Note 8 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- la détermination des "activités normales", au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) (voir Note 17 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'identification des accords de compensation répondant aux critères énoncés par la norme IAS 32 Instruments financiers : présentation (voir Note 17 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'identification d'accords au sein desquels il existe des contrats de location (voir Note 16 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- la détermination des secteurs opérationnels et reportables dans le contexte de la réorganisation du Groupe (voir Note 7 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

La liste des entités pour lesquelles le groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figure dans la Note 3 "Principales filiales au 31 décembre 2021" et dans la Note 4 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

1.3.3 Prise en compte des enjeux climatiques dans l'établissement des états financiers du Groupe

Le Groupe a également exercé son jugement pour l'appréciation des risques et des enjeux climatiques et leurs impacts sur les états financiers consolidés du Groupe. Pour rappel, la gestion des risques climatiques et environnementaux ainsi que leurs enjeux pour le Groupe sont présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle" et le Chapitre 3 "Déclaration de performance extra-financière et informations RSE" du Document d'enregistrement universel.

- Les engagements pris par la France, l'Europe et les différents États au plan international, en particulier en matière de neutralité carbone à long terme, sont pris en compte (i) dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe notamment au travers des scénarios de prix de long terme utilisés dans les tests de dépréciation (voir Note 14 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), ainsi que (ii) dans l'évaluation des provisions pour démantèlement, notamment en appréciant la durée d'utilisation des infrastructures gazières en France en fonction de l'évolution attendue du mix énergétique (voir Note 20 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").
- Les engagements pris spécifiquement par ENGIE sont également reflétés dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe (voir Note 14 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), en particulier (i) la sortie complète des activités charbon d'ici 2027, qui concerne au premier plan l'Amérique du Sud, en fonction des perspectives propres à chaque actif (fermeture, conversion ou cession) et (ii) la réduction progressive de l'intensité carbone des activités de production d'électricité du Groupe vers un *net zero* d'ici 2045 et plus largement l'orientation stratégique des investissements en faveur de la transition énergétique via l'accroissement de son parc d'énergies renouvelables, la substitution du gaz naturel par du gaz renouvelable et le développement d'offres de services décarbonées.

NOTE 2 Retraitement de l'information comparative

Les états financiers précédemment publiés et présentés ci-après ont été retraités afin de présenter dans les comptes au 31 décembre 2020 (pour le compte de résultat, les états du résultat global et de flux de trésorerie) les activités d'EQUANS (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") en tant qu'activités non poursuivies dans la mesure où elles représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue *de la vente et activités abandonnées*.

2.1 Compte de résultat au 31 décembre 2020

En millions d'euros	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
Chiffre d'affaires	**55 751**	**(11 445)**	**44 306**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(34 967)	6 879	(28 088)
Charges de personnel	(11 759)	4 256	(7 503)
Amortissements, dépréciations et provisions	(4 778)	301	(4 477)
Impôts et taxes	(1 265)	58	(1 207)
Autres produits opérationnels	1 105	(134)	971
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	**4 087**	**(86)**	**4 001**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	552	-	553
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**4 640**	**(86)**	**4 554**
Pertes de valeur	(3 551)	49	(3 502)
Restructurations	(343)	86	(257)
Effets de périmètre	1 640	1	1 641
Autres éléments non récurrents	(886)	7	(879)
Résultat des activités opérationnelles	**1 501**	**56**	**1 558**
Charges financières	(2 232)	64	(2 168)
Produits financiers	553	(20)	533
Résultat financier	**(1 678)**	**45**	**(1 634)**
Impôt sur les bénéfices	(715)	50	(666)
Résultat net des activités poursuivies	**(893)**	**151**	**(742)**
Résultat net des activités non poursuivies	**-**	**(151)**	**(151)**
RÉSULTAT NET	**(893)**	**-**	**(893)**
Résultat net part du Groupe	**(1 536)**	**-**	**(1 536)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	*(1 536)*	*153*	*(1 384)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	*-*	*(153)*	*(153)*
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**644**	**-**	**644**
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*644*	*(2)*	*642*
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*-*	*2*	*2*
Résultat net part du groupe par action *(euros)*	**(0,71)**	**-**	**(0,71)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action	*(0,71)*	*0,06*	*(0,65)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action	*0,00*	*(0,06)*	*(0,06)*
Résultat net part du groupe par action dilué *(euros)*	**(0,71)**	**-**	**(0,71)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué	*(0,71)*	*0,06*	*(0,65)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué	*0,00*	*(0,07)*	*(0,07)*

2.2 État du résultat global au 31 décembre 2020

En millions d'euros	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
RÉSULTAT NET	**(893)**	**-**	**(893)**
Instruments de dette	(46)	-	(46)
Couverture d'investissement net	128	-	128
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(249)	(1)	(250)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	872	-	872
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(137)	-	(136)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	(387)	-	(387)
Écarts de conversion	(2 098)	160	(1 938)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	(159)	(159)
Total éléments recyclables	**(1 916)**	**-**	**(1 916)**
Instruments de capitaux propres	43	2	45
Pertes et gains actuariels	(1 569)	(18)	(1 587)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	377	-	378
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt	75	-	75
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	16	16
Total éléments non recyclables	**(1 073)**	**-**	**(1 073)**
Total éléments recyclables et non recyclables	**(2 990)**	**-**	**(2 990)**
RÉSULTAT GLOBAL	**(3 882)**	**-**	**(3 882)**
Dont quote-part du Groupe	*(4 046)*	-	*(4 046)*
Dont quote-part des entreprises ne donnant pas le contrôle	*163*	-	*163*

2.3 État de flux de trésorerie au 31 décembre 2020

En millions d'euros	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
RÉSULTAT NET	**(893)**	**-**	**(893)**
- Résultat net des activités non poursuivies	-	(151)	(151)
Résultat net des activités poursuivies	**(893)**	**151**	**(742)**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	(552)	-	(553)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence	740	(1)	739
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations	8 760	(329)	8 432
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(1 573)	(7)	(1 580)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(199)	1	(198)
- Autres éléments sans effet de trésorerie	111	(2)	109
- Charge d'impôt	715	(50)	666
- Résultat financier	1 678	(45)	1 634
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	**8 788**	**(282)**	**8 506**
+ Impôt décaissé	(599)	104	(494)
Variation du besoin en fonds de roulement	**(600)**	**(302)**	**(902)**
Flux issus des activités opérationnelles liées aux activités poursuivies	**7 589**	**(479)**	**7 110**
Flux issus des activités opérationnelles liées aux activités non poursuivies	**-**	**479**	**479**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**7 589**	**-**	**7 589**
Investissements corporels et incorporels	(5 115)	151	(4 964)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(417)	12	(405)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	(1 067)	-	(1 067)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	(1 622)	4	(1 618)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	154	(22)	131
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	456	5	462
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3 841	-	3 841
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	21	(2)	18
Intérêts reçus d'actifs financiers	21	12	33
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	57	(1)	56
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	(374)	15	(359)
Flux issus des activités d'investissement liées aux activités poursuivies	**(4 046)**	**175**	**(3 872)**
Flux issus des activités d'investissement liées aux activités non poursuivies	**-**	**(175)**	**(175)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	**(4 046)**	**-**	**(4 046)**
Dividendes payés [1] [2]	(622)	1	(621)
Recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués	-	-	-
Remboursement de dettes financières	(6 179)	148	(6 031)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(608)	-	(608)
Intérêts financiers versés	(665)	18	(648)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	53	-	52
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts	25	-	25
Augmentation des dettes financières	7 231	106	7 337
Augmentation/diminution de capital	181	-	181
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	23	-	23
Flux issus des activités de financement liées aux activités poursuivies	**(561)**	**272**	**(290)**
Flux issus des activités de financement liées aux activités non poursuivies	**-**	**(272)**	**(272)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	**(561)**	**-**	**(561)**
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies	(520)	2	(518)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies	-	(11)	(11)
Effet des variations de change et divers	(520)	(9)	(528)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	**2 461**	**(9)**	**2 453**
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies	-	9	9
Trésorerie et équivalents de trésorerie a l'ouverture	**10 519**	**-**	**10 519**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a la clôture	**12 980**	**-**	**12 980**

2.4 Impacts sur certains indicateurs clés

En millions d'euros	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
EBITDA	**9 276**	**(368)**	**8 908**
EBIT	**4 578**	**(85)**	**4 493**
RÉSULTAT NET RÉCURRENT	**2 355**	**-**	**2 355**
Résultat net récurrent des activités poursuivies	2 355	20	2 375
Résultat net récurrent des activités non poursuivies	-	(20)	(20)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE	**1 703**	**-**	**1 703**
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	1 703	22	1 725
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe	-	(22)	(22)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**652**	**-**	**652**
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	652	(2)	650
Résultat net récurrent des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	2	2
B **DES OPÉRATIONS (CFFO)**	**7 054**	**(439)**	**6 616**

NOTE 3 Principales filiales au 31 décembre 2021

Principes comptables

Le Groupe consolide par intégration globale les entités dont il détient le contrôle en application d'IFRS 10 – *États financiers consolidés*. Le Groupe contrôle une entité, et la consolide en tant que filiale, si les trois critères suivants sont remplis :

- l'investisseur dispose de droits effectifs lui conférant la capacité de diriger les activités pertinentes de l'entité ;
- l'investisseur a droit et est exposé aux rendements variables de l'entité en raison de ses liens avec celle-ci ;
- l'investisseur peut utiliser son pouvoir de décision pour influer sur ces rendements.

3.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2021

En application du règlement n° 2016-09 du 2 décembre 2016 de l'Autorité des Normes Comptables françaises, le Groupe met à disposition des tiers :

- la liste des entreprises comprises dans la consolidation ;
- la liste des entreprises exclues de la consolidation car leur incidence individuelle et cumulée sur les comptes consolidés est immatérielle. Elles correspondent à des sociétés jugées non significatives au regard des principaux agrégats du Groupe (chiffre d'affaires, total des capitaux propres…), des coquilles juridiques, ou à des sociétés ayant cessé toutes activités et qui sont en cours de liquidation/ fermeture ;
- la liste des principaux titres de participation non consolidés.

Cette information est accessible sur le site internet (www.engie.com, rubrique Investisseurs / Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (voir Note 17.1.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") en tant que "Instruments de capitaux propres à la juste valeur".

La liste des principales filiales consolidées selon la méthode de l'intégration globale, présentée ci-après, a quant à elle été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA, résultat net et dette nette. Les principales participations mises en équivalence (associées et coentreprises) sont présentées dans la Note 4 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

Certaines sociétés, à l'instar d'ENGIE SA, d'ENGIE Énergie Services SA, ou d'Electrabel SA, comportent des activités opérationnelles et des fonctions de siège rattachées managérialement à différents secteurs reportables.

Renouvelables

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	50,0	50,0
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
ENGIE Infinity Renewables	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
ENGIE Solar	EPC solaire	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Jupiter Projects	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0

Infrastructures

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Elengy	Terminaux méthaniers	France	60,9	61,3
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	60,9	61,3
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France, Allemagne	60,9	74,6
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0
Storengy France	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0

B

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Cofely Besix	Systèmes, installations et maintenance	UAE	100,0	100,0
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	66,5
ENGIE Deutschland GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA*	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0
Groupe Endel	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0

Production Thermique

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Electrabel SA	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Cartagena	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG	Production d'électricité	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Energie Nederland N.V.	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE SA	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Pelican Point Power Limited	Production d'électricité	Australie	72,0	72,0
UCH Power Limited	Production d'électricité	Pakistan	100,0	100,0

Fourniture d'énergie

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Electrabel SA	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
ENGIE SA	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Supply Holding UK Limited	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	72,0	72,0

Nucléaire

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Electrabel SA	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0

Autres

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Electrabel SA	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG	Holding, Energy management trading	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland Holding B.V.	Holding, Energy management trading	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland N.V.	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Energy Management	Energy management trading	France, Belgique, Italie, Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG	Holding	Suisse	100,0	100,0
ENGIE FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0
ENGIE Global Markets	Energy management trading	France, Belgique, Singapour	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	Holding – société mère	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A	Holding, Energy management trading	Italie	100,0	100,0
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité, Gaz naturel, GNL, Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
ENGIE SA*	Holding – société mère, Energy management trading, ventes d'énergie	France	100,0	100,0
Gaztransport & Technigaz (GTT) (1)	Ingénierie	France	-	40,4
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0

(1) Gaztransport & Technigaz est consolidée par mise en équivalence au 31 décembre 2021 (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

EQUANS [1]

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0
Conti Service LLC	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
Engie Regeneration	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Service Nederland N.V.	Services à l'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Services Holding UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Services Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0

(1) Actifs détenus en vue de la vente et classées en "Activités non poursuivies" au 31 décembre 2021 (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

3.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin de déterminer s'il a le contrôle sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Entités dans lesquelles le Groupe détient la majorité des droits de vote

GRTgaz (Infrastructures France) : 60,9%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient dorénavant 38,6% du capital de GRTgaz a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3e Directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la Direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe estime qu'il continue à exercer le contrôle de GRTgaz et de ses filiales (dont Elengy) suite à la cession complémentaire par ENGIE, en date du 22 décembre 2021, de 11,50% de GRTgaz à la Société d'Infrastructures Gazières. Cette analyse repose sur la capacité qu'a le Groupe de nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et de prendre les décisions sur les activités pertinentes, notamment le montant des investissements et le plan de financement.

Entités dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote

Dans les entités où le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote, le jugement est exercé notamment au regard des éléments suivants pour apprécier l'existence d'un contrôle de fait :

- dispersion de l'actionnariat : nombre de droits de vote détenus par le Groupe par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs et à leur dispersion ;
- historique des votes en Assemblée Générale : les pourcentages de droits de votes exprimés par le Groupe en Assemblée Générale au cours des dernières années ;
- gouvernance : représentation au sein de l'organe de gouvernance prenant les décisions stratégiques et opérationnelles portant sur les activités pertinentes ;
- règles de nomination des membres clés de la direction ;
- relations contractuelles et transactions significatives.

La principale entité consolidée en intégration globale dans laquelle le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote au 31 décembre 2021 est la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%).

La Compagnie Nationale du Rhône ("CNR" – France hors Infrastructures) : 49,98%

Le capital de la CNR est détenu par le Groupe à concurrence de 49,98%, et par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) à hauteur de 33,2% ; le solde, soit 16,82%, étant dispersé auprès d'environ 200 collectivités locales. Compte tenu des dispositions actuelles de la loi "Murcef" selon lesquelles la CNR doit rester majoritairement publique, le Groupe ne peut disposer de plus de 50% du capital de la CNR. Le Groupe considère toutefois qu'il exerce un contrôle de fait car il dispose de la majorité des droits de vote exprimés aux Assemblées Générales compte tenu de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert entre les actionnaires minoritaires.

3.3 Principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugé significatif, les contributions respectives aux capitaux propres, au résultat net au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020, ainsi que les dividendes versés à ces participations ne donnant pas le contrôle :

		Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
En millions d'euros **Noms**	**Activités**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	39,1	25,4	106	95	1 554	1 029	105	80
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique latine, Chili) (1)	Production et ventes d'électricité – parc thermique	40,0	40,0	17	67	781	716	31	24
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergies	49,0	49,0	34	49	592	563	15	10
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique latine, Brésil) (1)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	45	144	294	411	38	87
ENGIE Energía Perú (Amérique latine, Pérou) (1)	Production et ventes d'électricité – parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	22	29	393	368	20	20
Groupe ENGIE Jupiter (Amérique du Nord, États-Unis)	Production et ventes d'électricité	49,0	49,0	(323)	51	345	394	-	-
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) (1)(2)	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	-	59,6	-	93	-	343	-	94
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				195	115	1 027	1 087	201	109
TOTAL				**97**	**644**	**4 986**	**4 911**	**410**	**425**

(1) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia ainsi que les sociétés Gaztransport & Technigaz et ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs

(2) Gaztransport & Technigaz est consolidée par mise en équivalence au 31 décembre 2021 (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

3.3.1 Informations financières résumées sur les principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Les informations financières résumées de ces filiales sont indiquées dans le tableau ci-après sur une base à 100%. Ces informations sont des données avant éliminations intra-Groupe.

	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe ENGIE Romania	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 209	2 275	1 187	1 107	1 473	1 545
Résultat net	388	343	42	142	69	100
Résultat net part du Groupe	282	247	25	75	35	51
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	130	(91)	107	(88)	9	(10)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**412**	**157**	**132**	**(14)**	**45**	**41**
État de situation financière						
Actifs courants	1 089	826	635	498	729	520
Actifs non courants	10 098	10 167	3 150	2 677	903	843
Passifs courants	(1 272)	(1 044)	(345)	(252)	(357)	(156)
Passifs non courants	(5 946)	(6 113)	(1 498)	(1 146)	(79)	(67)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**3 969**	**3 836**	**1 941**	**1 776**	**1 196**	**1 140**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**1 554**	**1 029**	**781**	**716**	**592**	**563**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 149	1 082	186	308	102	181
Flux issus des activités d'investissement	(464)	(410)	(234)	(230)	(131)	(88)
Flux issus des activités de financement	(650)	(673)	29	(81)	39	(59)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE (1)	**35**	**(1)**	**(19)**	**(2)**	**9**	**34**

(1) Hors effet des variations de change et divers

En millions d'euros	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú		Gaztransport & Technigaz [1]		Groupe ENGIE Jupiter (Amérique du Nord, États-Unis)	
	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	2 118	2 065	445	424	-	395	213	20
Résultat net	144	550	57	76	-	156	(661)	(51)
Résultat net part du Groupe	99	405	35	47	-	63	(338)	(101)
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	10	(687)	37	(53)	-	-	21	(74)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE PART DU GROUPE	**109**	**(282)**	**72**	**(6)**	**-**	**63**	**(317)**	**(175)**
État de situation financière								
Actifs courants	1 390	1 262	360	267	-	326	302	314
Actifs non courants	4 236	4 627	1 687	1 550	-	428	2 843	2 663
Passifs courants	(900)	(859)	(302)	(149)	-	(140)	(531)	(287)
Passifs non courants	(3 912)	(3 434)	(716)	(703)	-	(39)	(1 912)	(1 358)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**813**	**1 596**	**1 029**	**965**	**-**	**575**	**703**	**1 332**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**294**	**411**	**393**	**368**	**-**	**343**	**345**	**394**
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	941	869	185	197	-	152	(20)	186
Flux issus des activités d'investissement	(629)	(758)	(92)	(17)	-	(21)	(13)	(151)
Flux issus des activités de financement	(126)	2	(14)	(171)	-	(158)	(3)	49
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [2]	**185**	**113**	**80**	**9**	**-**	**(27)**	**(36)**	**83**

(1) Gaztransport & Technigaz est consolidée par mise en équivalence au 31 décembre 2021 (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Hors effet des variations de change et divers

NOTE 4 Participations dans les entreprises mises en équivalence

Principes comptables

Le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées (entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable) et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence. Selon la norme IFRS 11 – *Partenariats*, une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de la situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 007	3 017
Participations dans les coentreprises	4 492	3 743
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**8 498**	**6 760**
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	306	184
Quote-part du résultat net des coentreprises	495	369
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**800**	**553**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les "Autres éléments du résultat global"	208	(28)
Quote-part des coentreprises dans les "Autres éléments du résultat global"	62	(284)
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**270**	**(312)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Jugements significatifs

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin d'apprécier l'existence d'un contrôle conjoint ou d'une influence notable sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité.

  Cette appréciation peut s'avérer complexe pour les entités "projet" ou "mono-actif" car certaines décisions concernant les activités pertinentes sont fixées dès la création du partenariat pour la durée du projet. En conséquence, l'analyse des droits porte sur les activités pertinentes (celles qui ont un impact significatif sur le rendement variable de l'entité) résiduelles ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

  Cette appréciation comprend également l'analyse des relations contractuelles du Groupe avec l'entité, particulièrement les conditions dans lesquelles ces contrats sont conclus, leur durée ainsi que la gestion des conflits d'intérêts éventuels lors du vote de l'organe de gouvernance de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Sociétés projets au Moyen-Orient

Le jugement significatif exercé dans le cadre de l'analyse de la méthode de consolidation de ces entités de projets porte sur les risques et avantages liés aux contrats entre ENGIE et l'entité, ainsi que sur l'appréciation des activités pertinentes restant à la main de l'entité après sa création. Le Groupe estime qu'il exerce une influence notable ou un contrôle conjoint étant donné que, pendant la durée du projet, les décisions relatives aux activités pertinentes telles que le refinancement, le renouvellement ou la modification des contrats importants (vente, achat, prestation exploitation, maintenance) sont soumis, selon le cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

ENGIE détient 60% de la centrale électrique Tihama (cogénération) située en Arabie saoudite, et son partenaire Saudi Oger en détient 40%. Le Groupe estime qu'il exerce un contrôle conjoint sur Tihama dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget, la modification des contrats importants, etc., sont prises à l'unanimité par les deux partenaires.

Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG" – Amérique latine) : détention d'une participation – directe et indirecte – à hauteur de 65,0% résultant en un intérêt net dans TAG à hauteur de 54,8%

Le Groupe exerce un contrôle conjoint sur TAG dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget et du plan à moyen terme, les investissements, l'exploitation et la maintenance, etc., sont prises à une majorité nécessitant l'accord d'ENGIE et de la Caisse de dépôt et de placement du Québec (CDPQ). Le Groupe détient des droits de vote potentiels mais ceux-ci ne sont pas encore exerçables. En conséquence, cette participation est consolidée par mise en équivalence.

Contrôle conjoint – distinction entre coentreprise et activité conjointe

La qualification d'un partenariat avec un contrôle conjoint nécessite du jugement pour apprécier s'il s'agit d'une coentreprise ou d'une activité conjointe. L'analyse des "autres faits et circonstances" fait partie des critères de la norme IFRS 11 pour apprécier la classification d'une entité avec contrôle conjoint.

L'IFRS Interpretation Committee "IFRS IC" (novembre 2014) a notamment conclu que les autres faits et circonstances devaient créer des droits directs dans les actifs et des obligations directes au titre des passifs qui soient exécutoires pour que l'entité soit qualifiée d'activité conjointe.

Compte tenu de ces conclusions et de leur application dans le cadre de nos analyses, il n'y a pas d'activité conjointe significative au sein du Groupe au 31 décembre 2021.

4.1 Participations dans les entreprises associées

4.1.1 Contribution des entreprises associées significatives et des entreprises associées individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des entreprises associées jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des entreprises associées jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, et la ligne "Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence" du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste d'entreprises associées jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe "Quote-part du résultat net des entreprises associées", "Participations dans les entreprises associées", total bilan des entreprises associées exprimé en quote-part du Groupe, entités associées portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

			Pourcentage d'intégration des participations dans les entreprises associées		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
En millions d'euros **Noms**	**Activité**	**Capacité**	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats arabes unis, Oman, Koweit) (1)	Centrales à gaz et usines de déssalement d'eau de mer				940	803	139	184	102	(60)	107	107
Gaztransport et Technigaz (GTT)	Technologies de confinement pour le transport maritime et le stockage du GNL		30,43	-	757	-	1	-	-	-	35	-
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	Centrales hydrauliques	1 688 MW	40,00	40,00	493	516	1	(6)	(23)	(11)	-	-
Energia Sustentável do Brasil (Brésil)	Centrales hydrauliques	3 750 MW	40,00	40,00	501	475	21	(17)	-	-	-	-
GASAG (Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,57	333	239	29	12	75	15	11	16
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					982	984	114	9	54	27	81	145
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					**4 007**	**3 017**	**306**	**184**	**208**	**(28)**	**234**	**268**

(1) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé "sociétés projets au Moyen-Orient". Ce regroupement comprend près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 26 977 MW (à 100%)

Ces entreprises associées se caractérisent par des modèles économiques et des types de partenariat relativement similaires : les sociétés projets sélectionnées à l'issue d'un processus d'appel d'offres développent, construisent et opèrent des centrales électriques et des usines de dessalement d'eau de mer dont la production est intégralement vendue à des sociétés étatiques dans le cadre de contrats de "Power and water purchase agreement" sur des périodes généralement comprises entre 20 et 30 ans

Les centrales correspondantes sont, selon les modalités contractuelles, comptabilisées en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière dès lors que, en application d'IFRS 16, la quasi-totalité des risques et avantages liés à l'actif a été transférée à l'acheteur de la production. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droits de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de 6 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre -131 millions d'euros en 2020) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (voir Note 6.3 "Résultat net récurrent part du Groupe" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

4.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

Les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées des principales entreprises associées du Groupe et correspondent aux montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de l'entreprise associée à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne "Total capitaux propres attribuables à ENGIE", les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intégration du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2021											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 442	576	425	1 001	3 067	19 513	4 310	14 693	3 578		940
Gaztransport et Technigaz (GTT)	169	3	-	2	330	2 299	144	(2)	2 488	30,43	757
Energia Sustentável do Brasil	496	54	-	54	110	2 941	1 800	(3)	1 253	40,00	501
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	276	2	(58)	(57)	198	2 189	226	929	1 232	40,00	493
GASAG	1 368	93	237	331	1 199	2 078	1 927	297	1 054	31,57	333
AU 31 DÉCEMBRE 2020											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 082	769	(255)	514	2 885	18 321	3 925	14 338	2 944		803
Energia Sustentável do Brasil	454	(41)	-	(41)	153	2 897	1 863	(2)	1 189	40,00	475
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	-	(14)	(26)	(41)	37	2 202	16	934	1 289	40,00	516
GASAG	1 205	40	47	87	921	1 944	1 872	234	758	31,57	239

4.1.3 Transactions entre le Groupe et les entreprises associées

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les entreprises associées sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2021.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
Sociétés projets au Moyen-Orient	-	190	-	52	190	-	-
Contassur [1]	-	-	-	228	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	95	-	-	-	-	-	-
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	-	22	7	51	120	-	-
Autres	69	31	13	32	177	13	28
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**164**	**243**	**20**	**363**	**490**	**13**	**28**

(1) Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur a contracté des contrats d'assurance principalement avec les fonds de pension qui couvrent en Belgique des avantages postérieurs à l'emploi accordés à des employés du Groupe mais également à ceux d'autres sociétés, opérant essentiellement dans les activités régulées du secteur gaz et électricité. Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'"Autres actifs" dans l'état de la situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 228 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 187 millions d'euros au 31 décembre 2020

4.2 Participations dans les coentreprises

4.2.1 Contribution des coentreprises aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des coentreprises jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des coentreprises jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, ainsi que la ligne "Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence" du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste des coentreprises jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe "Quote-part du résultat net des coentreprises", "Participations dans les coentreprises", total bilan des coentreprises exprimé en quote-part du Groupe, coentreprises portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

			Pourcentage d'intégration des participations dans les coentreprises		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
En millions d'euros **Noms**	**Activité**	**Capacité**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) (Brésil) (1)	Réseau de transport de gaz		65,00	65,00	792	803	189	177	7	(233)	222	231
National Central Cooling Company – "Tabreed" (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	787	702	45	52	-	-	14	27
EcoÉlectrica (Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	530 MW	50,00	50,00	310	329	46	35	-	-	63	70
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	Production d'électricité	2 342 MW	50,00	50,00	253	278	3	34	8	-	35	69
WSW Energie und Wasser AG (Allemagne)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	240	206	41	6	-	-	7	7
Iowa University partnership (Canada)	Services à l'énergie		33,10	33,10	208	190	3	2	1	(1)	2	-
Georgetown University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00		184	-	2	-	-	-	-	-
Tihama Power Generation Co (Arabie saoudite)	Production d'électricité	1 546 MW	60,00	60,00	91	93	13	19	4	(4)	27	21
Ohio State Energy Partners (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	78	76	3	6	6	(24)	9	12
Megal GmbH (Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	67	71	5	2	-	-	9	10
Transmisora Eléctrica del Norte (Chili) (2)	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	96	67	(1)	5	25	(13)	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					1 385	929	145	32	12	(9)	40	15
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					**4 492**	**3 743**	**495**	**369**	**62**	**(284)**	**428**	**461**

(1) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) est de 54,83%
(2) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transmisora Eléctrica del Norte est de 30%

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de 44 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre -6 millions d'euros en 2020). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (voir Note 6.3 "Résultat net récurrent part du Groupe" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

4.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de la coentreprise à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition pour ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne "Total capitaux propres attribuables à ENGIE" de l'état de la situation financière, les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

Informations sur le compte de résultat et les autres éléments du résultat global

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortissements des immobilisations	Résultat financier	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2021							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	1 109	(248)	(254)	(150)	290	11	301
National Central Cooling Company "Tabreed"	170	(40)	(35)	-	113	-	113
EcoÉlectrica	174	(38)	-	(5)	104	-	104
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	369	(54)	(27)	(19)	3	26	29
WSW Energie und Wasser AG	781	(14)	(1)	(62)	126	-	126
Iowa University partnership	65	-	(19)		9	3	12
Georgetown University partnership	19	-	(9)	-	5	-	5
Tihama Power Generation Co	107	(5)	(11)	(6)	22	6	28
Ohio State Energy Partners	193	(1)	(48)	-	6	12	18
Megal GmbH	122	(64)	(3)	1	10	-	10
Transmisora Eléctrica del Norte	41	-	(22)	-	(1)	49	48
AU 31 DÉCEMBRE 2020							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	1 018	(260)	(245)	(99)	272	(346)	(74)
National Central Cooling Company "Tabreed"	417	(46)	(38)	-	130	-	130
EcoÉlectrica	274	(42)	-	(2)	70	-	70
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	307	(65)	(25)	(30)	79	(1)	78
WSW Energie und Wasser AG	703	(13)	(2)	(14)	18	1	19
Iowa University partnership	24		(17)		5	(3)	3
Tihama Power Generation Co	113	(5)	(16)	(6)	31	(6)	25
Ohio State Energy Partners	165	-	(43)	-	12	(49)	(37)
Megal GmbH	123	(69)	(4)	2	3	-	3
Transmisora Eléctrica del Norte	65	-	(26)	(4)	10	(27)	(18)

Informations sur l'état de la situation financière

En millions d'euros	Trésorerie et équivalents de trésorerie	Autres actifs courants	Actifs non courants	Dettes financières courantes	Autres passifs courants	Dettes financières non courantes	Autres passifs non courants	Total capitaux propres	% d'inté-gration	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2021										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	70	251	5 721	540	75	3 174	1 036	1 218	65,00	792
National Central Cooling Company "Tabreed"	294	141	2 469	-	182	755	-	1 967	40,00	787
EcoÉlectrica	14	77	572	3	22	-	18	620	50,00	310
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	294	495	793	159	208	558	72	583	50,00	253
WSW Energie und Wasser AG	17	268	852	156	36	93	142	711	33,10	240
Iowa University partnership	-	7	1 070	9	4	527	3	534	39,10	209
Georgetown University partnership	9	-	868	-	-	509	1	367	50,00	184
Tihama Power Generation Co	53	135	286	73	49	191	10	151	60,00	91
Ohio State Energy Partners	31	70	1 274	-	63	1 126	30	156	50,00	78
Megal GmbH	9	13	729	-	50	511	52	138	49,00	67
Transmisora Eléctrica del Norte	45	9	730	30	3	559	-	193	50,00	96
AU 31 DÉCEMBRE 2020										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	69	277	5 737	514	88	3 524	720	1 235	65,00	803
National Central Cooling Company "Tabreed"	87	131	2 408	-	169	702	-	1 754	40,00	702
EcoÉlectrica	26	60	598	(6)	17	-	16	657	50,00	329
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	203	601	891	174	160	635	76	650	50,00	278
WSW Energie und Wasser AG	14	51	812	40	55	87	90	606	33,10	206
Iowa University partnership	5	7	960	1	4	492	3	473	39,10	185
Tihama Power Generation Co	61	129	333	67	45	246	10	155	60,00	93
Ohio State Energy Partners	8	56	1 074	341	20	575	49	153	50,00	76
Megal GmbH	1	5	730	230	43	262	56	145	49,00	71
Transmisora Eléctrica del Norte	42	28	698	28	4	602	-	133	50,00	67

4.2.3 Transactions entre le Groupe et les coentreprises

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2021.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
EcoÉlectrica	-	-	-	-	-	-	52
WSW Energie und Wasser AG	1	22	-	4	-	1	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	6	-
Futures Energies Investissements Holding	10	22	4	6	181	2	-
Ocean Winds	-	-	6	1	180	-	-
Autres	41	59	12	43	233	3	(7)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**114**	**104**	**23**	**55**	**594**	**13**	**45**

4.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

4.3.1 Quote-part non comptabilisée des pertes des entreprises associées et des coentreprises

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), et ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 49 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 114 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Ces pertes non comptabilisées correspondent à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt et de commodités ("Autres éléments du résultat global") mis en place par des entreprises associées en Moyen-Orient, Afrique et Asie dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques.

4.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2021, les principaux engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des sociétés mises en équivalence concernent :

- Energia Sustentável do Brasil ("Jirau") pour un montant global de 4 114 millions de real brésilien (651 millions d'euros).

  Au 31 décembre 2021, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentável do Brasil s'élève à 10 285 millions de real brésilien (1 627 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;
- TAG pour un montant de 254 millions d'euros au titre essentiellement de garanties bancaires ;
- les sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique, pour un montant global de 667 millions d'euros.

Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de ces sociétés projets comprennent principalement :

- des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 131 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent, notamment lorsque ces financements sont sans recours, aux entités de maintenir un certain niveau de trésorerie au sein de la société (usuellement de l'ordre de 6 mois de service de la dette). Ce niveau de trésorerie peut toutefois être remplacé par des lettres de crédit ;.
- des sûretés réelles accordées aux prêteurs sous forme de nantissement des titres des sociétés projets, pour un montant global de 264 millions d'euros ;
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 272 millions d'euros.

NOTE 5 Principales variations de périmètre

Principes comptables

Conformément à la norme IFRS 5 – *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*, les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés font l'objet d'une présentation sur une ligne à part de l'état de la situation financière et sont évalués et comptabilisés au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur valeur de marché diminuée des coûts nécessaires à la réalisation de la vente.

Un actif est classé en actifs destinés à être cédés seulement si la vente est hautement probable dans un horizon de 12 mois, si l'actif est disponible en vue d'une vente immédiate dans son état actuel et si un plan de vente a été initié par le management avec un degré d'avancement suffisant. Pour apprécier le caractère hautement probable de la vente, le Groupe prend notamment en considération les marques d'intérêts et les offres reçues d'acquéreurs potentiels, ainsi que les risques d'exécution spécifiques à certaines transactions.

Par ailleurs, lorsque les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5, ils sont présentés en tant qu'activités non poursuivies.

5.1 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2021

5.1.1 Incidences des principales cessions et accords de cessions de la période

Dans le cadre de la présentation de sa nouvelle stratégie, le Groupe a confirmé, le 18 mai 2021, une augmentation significative de son programme de rotation d'actifs qui, à moyen terme, pourrait représenter une enveloppe d'environ 9 à 10 milliards d'euros.

Les incidences des principales cessions et accords de cessions de l'exercice sur l'endettement financier net du Groupe, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO [(1)], sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession d'une partie de la participation dans la société GRTgaz – France	1 121	1 121
Cession d'une partie de la participation dans la société Gaztransport & Technigaz SA (GTT) – France	247	52
Cession d'une partie de la participation dans la société Georgetown Energy Partners Holding, LLC – États-Unis	170	170
Cession de la participation dans la société ENGIE EPS SA – France	127	150
Autres opérations de cession individuellement non significatives	364	352
Effets des classements en "activités destinées à être cédées"	-	475
TOTAL	**2 029**	**2 320**

Les cessions en cours de finalisation au 31 décembre 2021 sont présentées dans la Note 5.2 "Actifs destinés à être cédés".

5.1.2 Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française GRTgaz

ENGIE et la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), véhicule d'investissement détenu par CNP Assurances et la Caisse des Dépôts, ont finalisé l'acquisition d'une participation de 11,5% du capital de GRTgaz par SIG auprès d'ENGIE pour un montant de 1,1 milliard d'euros.

Au terme de cette opération, SIG, présent dans le capital de GRTgaz depuis 2011 avec une participation de 24,8%, en détient désormais 38,6%, ENGIE conservant 60,9% de titres. Cette transaction comprend pour SIG la cession de 17,8% du capital d'Elengy en échange de nouvelles actions GRTgaz, cession au terme de laquelle la structure actionnariale de GRTgaz est simplifiée puisque cette dernière détient dorénavant 100% d'Elengy.

5.1.3 Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française Gaztransport et Technigaz SA (GTT)

Le 13 novembre 2020, ENGIE avait annoncé entamer une revue stratégique de sa participation dans GTT, dont le Groupe détenait 40,4% du capital et qui était consolidée par intégration globale.

Le 26 mai 2021, le Groupe a annoncé la réalisation de la cession partielle de sa participation dans GTT à hauteur de 10% du capital au prix de 67 euros par action et l'émission simultanée de 290 millions d'euros d'obligations à coupon zéro échangeables en actions GTT, d'une maturité de trois ans, avec un prix d'échange de 78,25 euros, correspondant à une prime de 20% par rapport au prix offert au titre de la cession parallèle des actions de GTT.

Avant cette cession partielle, le Groupe exerçait un contrôle de fait sur la société GTT en raison de la majorité des sièges qu'il détenait au Conseil d'Administration, de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert au sein de cet actionnariat. Cette situation lui conférait la majorité relative des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales (voir Note 3.2 "Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle" des états financiers consolidés au 31 décembre 2020).

(1) Develop, Build, Share and Operate, modèle utilisé dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés

Cette transaction, qui s'est accompagnée de la démission immédiate de deux des administrateurs dont la nomination était proposée par ENGIE, se traduit par la perte de la majorité des sièges au Conseil d'Administration et par une dilution du pourcentage de droits de vote du Groupe qui n'est désormais plus en situation d'exercer un contrôle de fait. Ainsi, au terme de la cession, ENGIE considère ne plus exercer qu'une influence notable et comptabilise donc sa participation résiduelle dans GTT (30,4%) par mise en équivalence.

Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 52 millions d'euros (déduction faite de la trésorerie nette détenue par GTT). Le résultat de cession avant impôts, incluant la revalorisation de la participation conservée, s'établit à 628 millions d'euros au 31 décembre 2021.

5.1.4 Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société américaine Georgetown Energy Partners Holding, LLC

Le 31 mars 2021, ENGIE North America a conclu avec l'Université de Georgetown (Washington D.C., États-Unis) un contrat de concession d'une durée de 50 ans pour gérer l'ensemble de ses infrastructures d'énergie et de traitement des eaux.

Le 1er juillet 2021, le Groupe a cédé à Axium Hoya, LLC 50% de sa participation dans Georgetown Energy Partners Holding, LLC. Le Groupe conserve un contrôle conjoint sur la société de projet et la consolide selon la méthode de la mise en équivalence. Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 170 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 44 millions d'euros au 31 décembre 2021.

5.1.5 Cession de la participation d'ENGIE dans la société française ENGIE EPS SA

Le 20 juillet 2021, le Groupe a finalisé la cession de sa participation dans ENGIE EPS SA à la société TAIWAN CEMENT CORPORATION.

Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 150 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 83 millions d'euros au 31 décembre 2021.

5.1.6 Complément de prix lié à la cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française SUEZ SA

Le 6 octobre 2020, le Groupe avait cédé 29,9% de sa participation dans SUEZ SA au Groupe VEOLIA. Cette cession était assortie d'un mécanisme de complément de prix si le Groupe VEOLIA menait d'autres opérations capitalistiques sur SUEZ à un prix supérieur à celui du bloc de 29,9% cédé par ENGIE.

En 2021, le Groupe VEOLIA a lancé une offre publique d'achat sur SUEZ à un prix de 20,50 euros par action (coupon attaché) qui s'est positivement clôturée le 7 janvier 2022. Le groupe ENGIE a considéré, à la clôture de l'exercice 2021, que l'ensemble des conditions étaient réunies pour reconnaître le produit de 347 millions d'euros lié au mécanisme de complément de prix négocié avec le Groupe VEOLIA.

Le 19 janvier 2022, ENGIE a encaissé ce complément de prix à l'issue du règlement livraison de l'offre publique d'achat.

5.2 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2021, le total des "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" et le total des "Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente" s'élèvent respectivement à 11 881 et 7 415 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	4 235	992
Autres actifs	7 645	299
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**11 881**	**1 292**
dont Actifs des activités non poursuivies	*11 186*	-
Dettes financières	368	297
Autres passifs	7 047	190
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**7 415**	**488**
dont Passifs directement liés à des actifs des activités non poursuivies	*6 952*	-

Les actifs classés en tant qu'"Actifs destinés à être cédés" au 31 décembre 2020 relatifs à des actifs renouvelables en Inde ont été cédés au cours de l'exercice 2021. En revanche, la participation du Groupe dans EV Charged BV (EV Box) dont le projet de cession de la majorité des parts avait été annoncé en décembre 2020, n'est plus classée en IFRS 5 suite à la décision des parties de mettre fin au projet de transaction.

Le poste "Actifs destinés à être cédés" au 31 décembre 2021 se rapporte aux entités d'EQUANS, à la société Endel et ses principales filiales, ainsi qu'à certains actifs dans les énergies renouvelables au Mexique (dont la vente est hautement probable mais demeure conditionnée à l'obtention de diverses approbations). La finalisation de ces transactions est attendue en 2022.

Les activités des entités du périmètre EQUANS, destinées à être cédées sont par ailleurs présentées en tant qu'activités non poursuivies dans les états financiers consolidés du Groupe dans la mesure où les "Asset-Light Client Solutions" représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées. En conséquence, le résultat net généré par les activités non poursuivies est présenté sur une ligne distincte après le résultat des activités poursuivies. Cette présentation distincte au compte de résultat s'applique également aux données comparatives de l'exercice précédent.

5.2.1 Projet de cession des entités du périmètre EQUANS

Le 5 novembre 2021, le Groupe est entré en négociation exclusive avec le Groupe Bouygues pour la vente de l'intégralité de sa participation dans les entités du périmètre EQUANS, après avoir contractualisé avec ce dernier une option unilatérale de vente ferme et irrévocable.

EQUANS regroupe les activités du Groupe dans les services multi-techniques aux entreprises dans le monde, principalement en France et en Europe : conception, ingénierie, travaux, exploitation, installation, maintenance, *Facility Management*, etc. Le périmètre de ces activités était constitutif d'un secteur reportable (voir Note 4 "Information sectorielle" des états financiers consolidés condensés semestriels au 30 juin 2021).

Le Groupe a procédé au classement d'EQUANS en "Actifs destinés à être cédés" au bilan et "Activités non poursuivies" au compte de résultat à la date du 5 novembre 2021. Ce jugement est fondé sur le caractère ferme et irrévocable de l'option de vente signée le 5 novembre 2021, ainsi que sur la nature des conditions suspensives à lever à la date de réception de l'offre. Les impacts de ce classement sur les états financiers consolidés du Groupe sont les suivants :

- les actifs destinés à la vente et les passifs correspondants sont présentés séparément des autres actifs et passifs sur des lignes spécifiques de l'état de situation financière au 31 décembre 2021, sans reclassement de l'état de situation financière comparatif au 31 décembre 2020 ;
- un arrêt des amortissements à compter de la date de classement en "Actifs destinés à être cédés" ;
- le résultat net réalisé sur l'exercice 2021 est présenté sur une ligne unique du compte de résultat intitulée "Résultat net des activités non poursuivies". Les données comparatives du compte de résultat au 31 décembre 2020 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- les éléments recyclables et non recyclables relatifs aux activités non poursuivies sont présentés séparément, sur des lignes spécifiques de l'état du résultat global au 31 décembre 2021. Les données comparatives de l'état du résultat global au 31 décembre 2020 ont également été retraitées conformément à IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- les flux de trésorerie nets liés à l'exploitation, aux investissements et aux financements, attribuables aux activités non poursuivies, sont présentés sur des lignes distinctes dans l'état de flux de trésorerie du Groupe au 31 décembre 2021. Les données comparatives de l'état de flux de trésorerie au 31 décembre 2020 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Compte tenu du résultat de cession attendu, aucun ajustement de valeur n'a été enregistré.

La cession définitive de cette transaction devrait intervenir sur le 2nd semestre 2022 et conduira à une réduction de l'endettement financier du Groupe d'environ 6,8 milliards d'euros.

5.2.2 Données financières relatives aux activités non poursuivies

Résultat des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Chiffre d'affaires	**12 860**	**11 445**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(7 942)	(6 879)
Charges de personnel	(4 420)	(4 256)
Amortissements, dépréciations et provisions	(239)	(301)
Impôts et taxes	(59)	(58)
Autres produits opérationnels	166	134
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	**366**	**86**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	-	-
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**367**	**86**
Pertes de valeur	2	(49)
Restructurations	(100)	(86)
Effets de périmètre	(53)	(1)
Autres éléments non récurrents	(30)	(7)
Résultat des activités opérationnelles	**185**	**(56)**
Charges financières	(74)	(65)
Produits financiers	25	20
Résultat financier	**(49)**	**(45)**
Impôt sur les bénéfices	(55)	(50)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**80**	**(151)**
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	**79**	**(153)**
Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**1**	**2**
Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière		
EBITDA	622	368
EBIT (1)	368	85
Résultat net récurrent part du Groupe (1)	231	(22)

(1) Intègre l'effet de l'arrêt des amortissements, en date de classement en Actif destiné à être cédé, pour un montant de +51 millions au titre de l'EBIT et de +37 millions d'euros au titre du Résultat net récurrent part du Groupe, au 31 décembre 2021

État de situation financière des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs non courants		
Goodwills	3 056	2 934
Immobilisations incorporelles nettes	409	403
Immobilisations corporelles nettes	1 150	1 031
Autres actifs financiers	124	113
Actifs de contrats	7	7
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	5
Autres actifs non courants	165	19
Impôts différés actifs	267	205
Total actifs non courants	**5 181**	**4 718**
Actifs courants		
Autres actifs financiers	21	31
Créances commerciales et autres débiteurs	2 246	2 258
Actifs de contrats	2 302	2 308
Stocks	190	179
Autres actifs courants	817	825
Trésorerie et équivalents de trésorerie	429	428
Total actifs courants	**6 004**	**6 028**
TOTAL ACTIFS DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**11 185**	**10 747**

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Passifs non courants		
Provisions	355	281
Emprunts à long terme	390	364
Instruments financiers dérivés	1	2
Autres passifs financiers	1	1
Passifs de contrats	12	13
Autres passifs non courants	3	1
Impôts différés passifs	218	114
Total passifs non courants	**979**	**775**
Passifs courants		
Provisions	311	338
Emprunts à court terme	198	206
Instruments financiers dérivés	-	1
Fournisseurs et autres créanciers	1 977	1 857
Passifs de contrats	1 910	1 972
Autres passifs courants	1 577	1 599
Total passifs courants	**5 973**	**5 972**
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**6 952**	**6 748**

Flux de trésorerie des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
RÉSULTAT NET	**80**	**(151)**
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	**462**	**282**
Impôt décaissé	(71)	(104)
Variation du besoin en fonds de roulement	**96**	**302**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**486**	**479**
Investissements corporels et incorporels	(208)	(151)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(14)	(12)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	6	22
Intérêts reçus d'actifs financiers	(12)	(12)
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres [(1)]	(2 782)	(15)
Autres	7	(6)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	**(3 003)**	**(175)**
Dividendes payés	-	(1)
Remboursement de dettes financières	(155)	(148)
Intérêts financiers verses	(33)	(18)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	(1)	-
Augmentation des dettes financières	7	25
Flux des activités de financement hors opérations intragroupe	**(181)**	**(141)**
Opérations avec ENGIE [(2)]	2 700	(131)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	**2 518**	**(272)**
Effet des variations de change et divers	(11)	(27)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	**(9)**	**5**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a l'ouverture	**428**	**422**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a la clôture	**429**	**428**

(1) La ligne "Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres" comprend les acquisitions, par EQUANS, de titres des "Activités d'Asset-Light Client Solutions", détenus par ENGIE pour un montant -3 343 millions d'euros et des cessions, par EQUANS, de titres non constitutifs des "Activités d'Asset-Light Client Solutions", à ENGIE pour un montant de +519 millions d'euros

(2) La ligne "Opérations avec ENGIE" comprend les augmentations de capital d'EQUANS, pour un montant de 3 615 millions d'euros, souscrite par ENGIE, finançant les acquisitions ci-dessus

5.3 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2021

L'ensemble des acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2021 a eu une incidence de 1 milliard d'euros sur l'endettement financier net. Ces acquisitions se rapportent, principalement, à des contrats de concessions au Brésil pour 0,4 milliard d'euros ainsi qu'à la conclusion d'un contrat de concession de 50 ans avec la société américaine Georgetown Energy Partners Holding, LLC pour 0,2 milliard d'euros.

5.4 Autres opérations

Le 11 novembre 2021, ENGIE et Crédit Agricole Assurances ont annoncé la conclusion d'un accord pour l'acquisition auprès du fonds canadien Alberta Investment Management Corporation, de 97,33% des parts d'Eolia Renovables, l'un des plus grands producteurs d'énergie renouvelable en Espagne. La transaction porte sur la propriété et l'exploitation de 899 MW d'actifs opérationnels (821 MW d'éolien terrestre et 78 MW de solaire photovoltaïque) et d'un portefeuille de 1,2 GW de projets renouvelables.

Les actifs opérationnels seront détenus à 40% par ENGIE et à 60% par Crédit Agricole Assurances, et ENGIE sera chargé de développer et de construire le pipeline de projets. ENGIE fournira une gamme complète de services (exploitation et maintenance, gestion des actifs, gestion de l'énergie et services associés) sur l'ensemble du périmètre des actifs.

Les actifs rachetés bénéficient d'un régime de régulation garantissant une rentabilité sur les dix prochaines années. L'accord aura un impact de 0,4 milliard d'euros en termes d'endettement financier net pour ENGIE. La participation dans la société détenant les actifs opérationnels sera consolidée par mise en équivalence. ENGIE consolidera selon la méthode de l'intégration globale la société chargée de développer et de construire le pipeline de projets.

La finalisation de l'opération devrait avoir lieu dans le courant du 1er trimestre 2022, sous réserve de l'obtention des autorisations nécessaires, y compris des autorités compétentes en matière de concurrence.

NOTE 6 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière

L'objet de cette note consiste à présenter les principaux indicateurs financiers non-GAAP utilisés par le Groupe ainsi que leur réconciliation avec les agrégats des états financiers consolidés IFRS.

6.1 EBITDA

La réconciliation entre l'EBITDA et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**6 916**	**4 554**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(721)	(198)
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 370	4 368
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	48	47
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(50)	137
EBITDA	**10 563**	**8 908**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.2 EBIT

Le principal indicateur de performance du Groupe, anciennement "Résultat Opérationnel Courant (ROC)", a été renommé "EBIT" afin de s'aligner sur les pratiques de marché. Il n'y a pas de changement dans sa définition et dans son calcul.

La réconciliation entre l'EBIT et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**6 916**	**4 554**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(721)	(198)
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(50)	137
EBIT	**6 145**	**4 493**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.3 Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)

Le résultat net récurrent part du Groupe est un indicateur financier utilisé par le Groupe dans sa communication financière afin de présenter un résultat net part du Groupe ajusté des éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

La réconciliation entre le résultat net part du Groupe et le résultat net récurrent part du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**3 661**	**(1 536)**
Résultat net des activités non poursuivies, part du groupe		79	(153)
Résultat net des activités poursuivies, part du groupe		**3 582**	**(1 384)**
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		96	642
Résultat net des activités poursuivies		**3 678**	**(742)**
Rubriques du passage entre le "Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence" et le "RAO"		**194**	**2 996**
Pertes de valeur	*10.1*	*1 028*	*3 502*
Restructurations	*10.2*	*204*	*257*
Effets de périmètre	*10.3*	*(1 107)*	*(1 641)*
Autres éléments non récurrents	*10.4*	*69*	*879*
Autres éléments retraités		**(363)**	**121**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	*9.1*	*(721)*	*(198)*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*11*	*2*	*-*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	*11*	*-*	*29*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*11*	*153*	*158*
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*11*	*(298)*	*69*
Autres effets impôts retraités		*552*	*(75)*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*(50)*	*137*
Résultat net récurrent des activités poursuivies		**3 509**	**2 375**
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		581	650
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**2 927**	**1 725**
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		231	(22)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**3 158**	**1 703**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.4 Capitaux engagés industriels

La réconciliation entre les capitaux engagés industriels et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	57 863	57 085
(+) Goodwill	12 799	15 943
(-) *Goodwill Gaz de France – SUEZ et International Power* [1]	*(7 213)*	*(7 472)*
(+) Créances IFRIC 4, IFRS16 et IFRIC 12	2 456	1 827
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	8 498	6 760
(-) *Goodwill International Power* [1]	*(38)*	*(141)*
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	32 555	14 295
(-) *Appels de marge* [1][2]	*(13 856)*	*(1 585)*
(+) Stocks	6 175	4 140
(+) Actifs de contrats	8 377	7 764
(+) Autres actifs courants et non courants	13 681	9 386
(+) Impôts différés	(6 557)	(3 536)
(+) *Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres* [1][2]	*841*	*(543)*
(-) Provisions	(25 459)	(27 073)
(+) *Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés)* [1]	*3 162*	*4 553*
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(32 822)	(17 307)
(+) *Appels de marge* [1][2]	*7 835*	*982*
(-) Passifs de contrats	(2 739)	(4 354)
(-) Autres passifs courants et non courants	(19 175)	(14 579)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**46 382**	**46 146**

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels

(2) Les appels de marges inclus dans les rubriques "Créances commerciales et autres débiteurs" et "Fournisseurs et autres créanciers" correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place aux fins de gestion du risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières

6.5 *Cash flow* des opérations (CFFO)

La réconciliation entre le *cash flow* des opérations (CFFO) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 [1]
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	9 806	8 506
Impôt décaissé	(603)	(494)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 377)	(902)
Intérêts reçus d'actifs financiers	32	33
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	57	56
Intérêts financiers versés	(719)	(648)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	52	52
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	464	(608)
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	(448)	621
B **DES OPÉRATIONS (CFFO)**	**6 263**	**6 616**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.6 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et investissements de croissance

La réconciliation entre les investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et les rubriques de l'état des flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 [1]
Investissements corporels et incorporels	5 990	4 960
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	392	405
(+) *Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis*	*6*	*50*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	369	1 067
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	1 548	1 618
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(121)	359
(+) *Autres*	*3*	*2*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	35	312
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO [2]	(270)	(1 276)
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 954**	**7 497**
(-) Investissements de maintenance	(2 418)	(2 284)
(-) Placements effectués par Synatom	(1 261)	(1 339)
TOTAL INVESTISSEMENTS DE CROISSANCE	**4 274**	**3 873**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Develop, Build, Share & Operate ; y compris financements Tax Equity reçus (voir Note 25 "Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.7 Endettement financier net

La réconciliation entre l'endettement financier net et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
(+) Emprunts à long terme	17.2 & 17.3	30 458	30 092
(+) Emprunts à court terme	17.2 & 17.3	10 590	7 846
(+) Instruments financiers passifs	17.4	46 931	13 115
(-) *Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments*		*(46 617)*	*(12 762)*
(-) Autres actifs financiers	17.1	(13 444)	(11 599)
(+) *Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net*		*5 143*	*4 710*
(+) *Instruments de capitaux propres à la juste valeur*		*2 827*	*1 668*
(+) *Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net*		*3 853*	*3 134*
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	17.1	(13 890)	(12 980)
(-) Instruments financiers actifs	17.4	(44 989)	(11 065)
(+) *Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments*		*44 489*	*10 299*
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**25 350**	**22 458**

6.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**17**	**25 350**	**22 458**
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	20	8 030	7 948
Provisions pour démantèlement des installations	20	8 015	7 604
Provisions pour reconstitution de sites	20	246	238
Avantages postérieurs à l'emploi – Retraites	20	1 779	3 174
(-) *Sociétés régulées d'infrastructures*		*(16)*	*(351)*
Avantages postérieurs à l'emploi – Droits à remboursement	20	(228)	(187)
Avantages postérieurs à l'emploi – Autres avantages	20	5 149	5 732
(-) *Sociétés régulées d'infrastructures*		*(3 289)*	*(3 602)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	12	(1 501)	(2 061)
(-) *Sociétés régulées d'infrastructures*		*780*	*947*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, et créance Electrabel envers EDF Belgium	20 & 25	(6 014)	(4 479)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		**38 300**	**37 420**

NOTE 7 Information sectorielle

7.1 Réorganisation d'ENGIE et modification de l'information sectorielle

Un nouveau Comité exécutif a été nommé le 1er février 2021, dont les responsabilités sont alignées sur les priorités stratégiques présentées par le Groupe en juillet 2020 et reflétant la décision d'ENGIE d'organiser le Groupe autour de ses quatre activités stratégiques : Renouvelables, Infrastructures, Production thermique ("Thermique") et Fourniture d'Énergie, et Solutions clients ("*Energy Solutions*"). La mise en œuvre opérationnelle d'une réorganisation en *Global Business Units* (GBU) alignée sur ces activités a débuté à l'issue de la consultation des instances représentatives du personnel qui s'est tenue au premier semestre. À noter qu'au sein des activités de Solutions clients, les activités *asset-light*, qui ont vocation à devenir indépendantes d'ENGIE à terme, sont regroupées dans le sous-ensemble "EQUANS" (voir Note 5.2.1 "Projet de cession des entités du périmètre EQUANS" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") tandis que les autres activités conservées constituent la GBU "*Energy Solutions*".

Depuis sa prise de fonctions, le Comité Exécutif du Groupe, qui constitue le principal décideur opérationnel au sens de la norme IFRS 8 – *Information sectorielle*, pilote la performance opérationnelle et financière et alloue les ressources au sein du Groupe par activité sous-jacente aux GBU. De ce fait, ces activités correspondent désormais aux "secteurs opérationnels" et aux "secteurs reportables" au sens d'IFRS 8.

Cette évolution conduit à un changement de l'information sectorielle du Groupe vers l'axe des activités. Toutefois, l'année 2021 étant une année de transition, l'ancienne organisation opérationnelle, par *Business Units* géographiques, subsiste à titre transitoire et constitue un axe secondaire de l'information sectorielle du Groupe.

L'articulation entre les anciens et les nouveaux secteurs est la suivante (après le classement d'EQUANS en activités non poursuivies) :

		GBU et Secteur	GBU et Secteur	GBU et Secteur	GBU Secteur	GBU Secteur	Secteur	Secteur
		Renouvelables	Infrastructures	*Energy Solutions*	Thermique	Fourniture d'Énergie	Nucléaire	Autres
Ancienne organisation	France hors infrastructures	X		X		X		
	Infrastructures France		X					
	Reste de l'Europe	X	X	X	X	X	X	
	Amérique latine	X	X		X	X		
	États-Unis & Canada	X		X	X	X		
	Moyen-Orient, Asie & Afrique	X		X	X	X		
	Autres			X				X

7.2 Information par secteur reportable

7.2.1 Définition des secteurs reportables

Les secteurs reportables sont identiques aux secteurs opérationnels, et correspondent aux activités sous-jacentes à l'organisation en GBU :

- **Renouvelables** : regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer et la géothermie principalement. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.
- **Infrastructures** : englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili. Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la décarbonation de l'énergie et de verdissement des réseaux (intégration progressive de gaz verts, projets autour de l'hydrogène…).
- ***Energy Solutions*** : englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie bas carbone (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone…) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable).
- **Production Thermique** : regroupe l'ensemble des activités de production d'énergie centralisée à partir d'actifs thermiques, contractés ou non. Elle comprend l'exploitation de centrales utilisant principalement comme combustible le gaz ou le charbon ainsi que les centrales de stockage par pompage. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité ainsi que le développement des capacités de production d'hydrogène.
- **Fourniture d'Énergie** : englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux particuliers. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.
- **Nucléaire** : englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de production de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) et des droits de tirage en France.

Par ailleurs, l'ensemble **Autres** regroupe les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie, de fourniture *BtoB*, de GTT, ainsi que du *corporate* et des *holdings*.

7.2.2 Indicateurs clés par secteur reportable

Les données par activité selon la nouvelle segmentation correspondent aux données par *Business Lines* selon l'ancienne segmentation secondaire. Certaines réallocations mineures ont été réalisées à l'occasion de la réorganisation, impactant à la marge les données 2020 par rapport aux précédentes publications.

Chiffre d'affaires

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	3 661	2 971
Infrastructures	6 700	6 718
Energy Solutions	9 940	8 840
Production Thermique	4 089	3 281
Fourniture d'Énergie	13 237	10 792
Nucléaire (2)	56	39
Autres (3)	20 183	11 664
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**57 866**	**44 306**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Chiffres d'affaires après élimination des intercos de 1 705 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 129 millions d'euros au 31 décembre 2020)

(3) Dont 10 milliards d'euros d'effet prix par rapport à 2020

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	1 700	1 576
Infrastructures	4 121	3 848
Energy Solutions	799	738
Production Thermique	1 628	1 708
Fourniture d'Énergie	445	433
Nucléaire	1 413	415
Autres	457	189
TOTAL EBITDA	**10 563**	**8 908**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	1 185	1 093
Infrastructures	2 314	2 060
Energy Solutions	366	305
Production Thermique	1 183	1 259
Fourniture d'Énergie	174	184
Nucléaire	970	(111)
Autres	(46)	(297)
TOTAL EBIT	**6 145**	**4 493**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	95	39
Infrastructures	233	193
Energy Solutions	153	(62)
Production Thermique	301	389
Fourniture d'Énergie	-	-
Nucléaire	-	-
Autres	18	(7)
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**800**	**553**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 306 millions d'euros et 494 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 183 millions d'euros et 370 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Capitaux engagés industriels

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Renouvelables	12 535	10 281
Infrastructures	24 166	23 324
Solutions Clients	6 634	10 083
Energy Solutions	6 634	6 280
EQUANS	-	*3 804*
Production Thermique	7 852	8 210
Fourniture d'Énergie	1 362	1 234
Nucléaire (1)	(12 728)	(11 826)
Autres	6 561	4 839
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**46 382**	**46 146**

(1) Dont 15 119 millions d'euros de provisions nucléaires. Les capitaux engagés n'intègrent pas les actifs dédiés à la couverture des provisions pour 5 501 millions d'euros

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	2 007	1 631
Infrastructures	2 525	2 591
Energy Solutions	901	767
Production Thermique	268	189
Fourniture d'Énergie	299	278
Nucléaire	1 462	1 740
Autres	492	301
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 954**	**7 497**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

CAPEX de croissance

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	1 887	1 529
Infrastructures	1 320	1 579
Energy Solutions	712	591
Production Thermique	(17)	28
Fourniture d'Énergie	155	144
Nucléaire	-	-
Autres	218	2
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**4 274**	**3 873**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

7.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les zones géographiques ci-dessous sont issues du regroupement des *Business Units* du Groupe, comme décrit dans la *Note 6* "*Information sectorielle*" des états financiers consolidés au 31 décembre 2020.

Chiffre d'affaires

	31 déc. 2021			31 déc. 2020 (1)		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
France hors Infrastructures	13 038	299	13 337	10 386	296	10 682
Infrastructures France	5 629	878	6 506	5 439	920	6 359
Total France	*18 667*	*1 176*	*19 844*	*15 825*	*1 216*	*17 041*
Reste de l'Europe	11 088	3 364	14 452	9 047	1 915	10 961
Amérique latine	4 306	37	4 343	4 287	32	4 319
États-Unis & Canada	661	3	664	476	3	479
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 038	31	2 069	2 045	45	2 090
Autres	21 107	16 063	37 169	12 626	4 802	17 428
Élimination des transactions internes		(20 674)	(20 674)		(8 013)	(8 013)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**57 866**	**-**	**57 866**	**44 306**	**-**	**44 306**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
France hors Infrastructures	1 410	1 180
Infrastructures France	3 521	3 290
Total France	*4 931*	*4 470*
Reste de l'Europe	2 717	1 680
Amérique latine	1 928	1 992
États-Unis & Canada	208	168
Moyen-Orient, Asie & Afrique	565	617
Autres	215	(19)
TOTAL EBITDA	**10 563**	**8 908**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Dotations aux amortissements

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
France hors Infrastructures	(625)	(660)
Infrastructures France	(1 694)	(1 681)
Total France	*(2 319)*	*(2 341)*
Reste de l'Europe	(891)	(951)
Amérique latine	(474)	(461)
États-Unis & Canada	(117)	(58)
Moyen-Orient, Asie & Afrique	(69)	(75)
Autres	(500)	(482)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**(4 370)**	**(4 368)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
France hors Infrastructures	782	518
Infrastructures France	1 827	1 609
Total France	*2 609*	*2 127*
Reste de l'Europe	1 823	724
Amérique latine	1 453	1 530
États-Unis & Canada	91	110
Moyen-Orient, Asie & Afrique	495	542
Autres	(325)	(540)
TOTAL EBIT	**6 145**	**4 493**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Capitaux engagés industriels

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
France hors Infrastructures	6 545	7 326
Infrastructures France	19 972	19 891
Total France	*26 518*	*27 218*
Reste de l'Europe	(4 934)	(1 596)
Amérique latine	10 409	9 476
États-Unis & Canada	3 945	3 168
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 916	2 663
Autres	7 528	5 218
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**46 382**	**46 146**

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
France hors Infrastructures	828	666
Infrastructures France	1 922	1 763
Total France	*2 750*	*2 429*
Reste de l'Europe	2 171	2 201
Amérique latine	1 076	1 506
États-Unis & Canada	1 081	395
Moyen-Orient, Asie & Afrique	188	(499)
Autres	687	1 465
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 954**	**7 497**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

7.4 Indicateurs clés par zone de commercialisation / d'implantation

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)	31 déc. 2021	31 déc. 2020
France	24 341	18 666	30 241	30 560
Belgique	4 372	3 756	(10 775)	(9 833)
Autres Union européenne	12 501	7 999	6 938	6 234
Autres pays d'Europe	3 110	1 830	1 447	2 704
Amérique du Nord	4 752	4 264	5 342	4 460
Asie, Moyen-Orient et Océanie	4 441	3 458	2 709	2 495
Amérique du Sud	4 053	4 030	9 521	8 721
Afrique	297	304	960	805
TOTAL	**57 866**	**44 306**	**46 382**	**46 146**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

NOTE 8 Ventes

8.1 Chiffre d'affaires

Principes comptables

Le chiffre d'affaires sur contrats commerciaux est relatif aux contrats entrant dans le champ de la norme IFRS 15. Il est comptabilisé lorsque le client obtient le contrôle des biens ou des services vendus, pour une somme qui reflète ce que l'entité s'attend à recevoir pour ces biens et services.

Ainsi, l'analyse contractuelle des contrats de vente du Groupe a conduit à appliquer les principes suivants de reconnaissance du chiffre d'affaires :

- **Gaz, électricité et autres énergies**

  Le chiffre d'affaires sur ces ventes est comptabilisé lorsque l'énergie est livrée au client particulier, professionnel ou industriel.

  Les livraisons d'énergie sont suivies en temps réel ou de manière différée pour certains clients faisant l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, auquel cas, il est nécessaire d'estimer à la clôture la part du chiffre d'affaires non relevée dite "en compteur".
- **Infrastructures gazières, électriques et autres énergies**

  Le chiffre d'affaires réalisé par les gestionnaires d'infrastructures gazières et électriques sur leurs prestations de mise à disposition de capacités de transport, de distribution ou de stockage, est comptabilisé linéairement sur la durée des contrats.

  Dans les pays où le Groupe est commercialisateur (fournisseur) d'énergie sans en être le distributeur ou le transporteur, principalement en France et en Belgique, une analyse des contrats de fourniture d'énergie et du cadre réglementaire est faite pour déterminer si le chiffre d'affaires doit être comptabilisé net des coûts d'acheminement facturés aux clients, en application des dispositions d'IFRS 15.

  Cette analyse peut conduire le Groupe à exercer son jugement pour déterminer si le commercialisateur agit en tant qu'agent ou principal pour les prestations de distribution et/ou de transport de l'électricité et du gaz refacturées au client. Les principaux critères utilisés par le Groupe pour exercer son jugement et conclure, dans certains pays, au rôle d'agent du fournisseur à l'égard du gestionnaire d'infrastructures sont : la responsabilité première de l'exécution de la prestation d'acheminement, de même que celle d'engagement de réservation de capacité auprès du gestionnaire d'infrastructures, ainsi que la latitude dans la fixation du prix de la prestation d'acheminement.
- **Constructions, installations, exploitation et maintenance,** "***facility management***" **et autres services**

  Le chiffre d'affaires des activités de constructions et d'installations concerne essentiellement des actifs, construits sur les sites de clients, tels que des unités de cogénération, des chaudières ou d'autres actifs liés à l'efficacité énergétique dès lors que les contrats correspondants sont dans le champ de la norme IFRS 15. Le chiffre d'affaires réalisé sur ces travaux de constructions et d'installations est habituellement comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

  Dans le cadre des contrats d'exploitation et de maintenance, le Groupe est généralement responsable de l'exécution de prestations qui doivent permettre d'assurer la disponibilité d'installations de production d'énergie. La réalisation de ces prestations se fait de manière progressive et le revenu concerné est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

  Les prestations de "*facility management*" comprennent généralement la gestion et l'intégration d'un grand nombre de services de natures différentes, externalisés par un client. La rémunération du fournisseur est soit fixe, soit fonction du nombre d'heures ou d'un autre indicateur, sans faire la distinction par nature de services.

  Dès lors, le revenu est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés ou des heures prestées.

Si l'analyse contractuelle ne permet pas de conclure que le contrat est dans le champ d'IFRS 15, le chiffre d'affaires est alors présenté en chiffre d'affaires hors IFRS 15.

Le chiffre d'affaires réalisé sur des opérations hors du champ d'application d'IFRS 15 est présenté dans la colonne "Autres" et comprend notamment les revenus de trading, de locations et de concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles.

La ventilation du chiffre d'affaires se présente comme suit :

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	-	3 335	85	149	91	3 661
Infrastructures	205	1	5 715	606	173	6 700
Energy Solutions	157	3 368	102	6 262	51	9 939
Thermique	66	3 165	345	451	62	4 089
Fourniture d'Énergie	6 384	5 518	77	992	265	13 238
Nucléaire	-	4	11	22	19	56
Autres	9 166	9 470	228	323	994	20 183
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**15 978**	**24 861**	**6 565**	**8 806**	**1 656**	**57 866**

La variation importante des prix du gaz naturel a conduit le Gouvernement français à geler temporairement les tarifs réglementés de vente de gaz naturel à partir du 1er novembre 2021. La loi de finances pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021) a introduit le dispositif du "bouclier tarifaire" visant à plafonner, jusqu'au 30 juin 2022, les tarifs réglementés de vente de gaz au niveau de ceux du 1er octobre 2021. Les pertes de recettes supportées par ENGIE à compter du 1er novembre 2021 constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation garantie par l'État. Ce mécanisme sera suivi par un rattrapage sur les tarifs à partir de juillet 2022. La subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public, dont le montant s'élève à environ 248 millions d'euros au 31 décembre 2021, est comptabilisée dans les activités de "Fourniture d'énergie" dans la colonne "Autres" ("Chiffre d'affaires hors IFRS 15").

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	-	2 686	39	190	56	2 971
Infrastructures	441	65	5 501	622	89	6 718
Energy Solutions	142	2 689	104	5 851	55	8 840
Thermique	15	2 526	251	385	105	3 281
Fourniture d'Énergie	5 888	3 926	140	804	34	10 792
Nucléaire	-	5	15	19	-	39
Autres	2 683	7 884	58	441	598	11 664
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**9 168**	**19 782**	**6 108**	**8 311**	**936**	**44 306**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

8.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats

Principes comptables

Lors de leur comptabilisation initiale, le Groupe évalue les créances commerciales à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15.

Les actifs de contrats regroupent les montants auxquels l'entité a droit en échange de biens ou de services qu'elle a déjà fournis à un client mais pour lesquels le paiement n'est pas encore exigible ou est subordonné à la réalisation d'une condition particulière prévue au contrat. Lorsqu'un montant devient exigible, il est transféré au compte de créance.

Une créance client est comptabilisée dès que l'entité a un droit inconditionnel à percevoir un paiement. Ce droit inconditionnel existe dès l'instant où seul l'écoulement du temps rend le paiement exigible.

Les passifs de contrats regroupent les montants perçus par l'entité en rémunération de biens ou de service qu'elle n'a pas encore fournis au client. Le passif de contrat est soldé par la constatation du chiffre d'affaires.

Les créances commerciales et autres débiteurs de même que les actifs de contrats font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le modèle de dépréciation des actifs financiers est basé sur la méthode des pertes de crédit attendues. Pour calculer les pertes de valeur attendues, le Groupe retient une approche matricielle de provisionnement pour les créances commerciales et les actifs de contrats dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base de portefeuille. Une approche individuelle est applicable aux grands clients et aux autres grandes contreparties, dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base individuelle.

Il convient de se reporter à la Note 18 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation par le Groupe du risque de contrepartie.

8.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Créances commerciales et autres débiteurs (1)	32 555	14 295
Dont IFRS 15	*6 453*	*6 897*
Dont non-IFRS 15	*26 103*	*7 398*
Actifs de contrats	8 377	7 764
Produits à recevoir et factures à établir	*6 817*	*6 754*
Gaz et électricité en compteur (2)	*1 560*	*1 010*

(1) La forte augmentation des créances commerciales et autres débiteurs est principalement liée aux variations sur la période des prix des matières premières
(2) Net des acomptes reçus

Au 31 décembre 2021, les actifs de contrats les plus significatifs concernent essentiellement Autres (principalement les activités de gestion de l'énergie et fourniture *BtoB* (3 102 millions d'euros), *Energy Solutions* (2 220 millions d'euros) et Fourniture d'Énergie *BtoC* (1 950 millions d'euros).

En millions d'euros	31 déc. 2021 Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net	31 déc. 2020 Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	33 920	(1 365)	32 555	15 568	(1 273)	14 295
Actifs de contrats	8 393	(16)	8 377	7 784	(20)	7 764
TOTAL	**42 314**	**(1 381)**	**40 932**	**23 351**	**(1 292)**	**22 059**

Gaz et électricité en compteur

Pour les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, le gaz livré mais non encore relevé à la clôture, est estimé à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente.

Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives n'étant parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier a posteriori que les risques d'erreur dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs.

En France et en Belgique, le "Gaz en compteur" est déterminé sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée, homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du Gaz en compteur.

La quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

L'"électricité en compteur" est également déterminée sur la base d'une méthode d'allocation directe similaire à celle utilisée pour le gaz en tenant compte toutefois des spécificités liées aux consommations d'électricité. En ce qui concerne sa valorisation elle se fera également client par client ou par typologie de clients.

Au 31 décembre 2021, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève à 4 638 millions d'euros (contre 3 079 millions d'euros au 31 décembre 2020).

8.2.2 Passifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2021 Non courant	Courant	Total	31 déc. 2020 Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	68	2 671	2 739	39	4 315	4 354
Avances et acomptes reçus	*-*	*1 955*	*1 955*	*15*	*2 123*	*2 138*
Produits constatés d'avance	*68*	*716*	*784*	*25*	*2 192*	*2 217*

Au 31 décembre 2021, les *Global Business Units* enregistrant le plus de chiffre d'affaires constaté à l'avancement, lié à des décalages entre les paiements et la réalisation des prestations sont *Energy Solutions* (1 330 millions d'euros), Fourniture d'Énergie *BtoC* (713 millions d'euros) et Autres (principalement les activités de gestion de l'énergie et de fourniture *BtoB* (458 millions d'euros)).

8.3 Chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance restant à réaliser

Le chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance partiellement réalisées au 31 décembre 2021 s'élève à 2 846 millions d'euros et concerne essentiellement *Energy Solutions* (2 017 millions d'euros), et Fourniture d'Énergie (731 millions d'euros) qui concentrent un volume important de contrats de construction, installation, maintenance et Facility Management pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement.

NOTE 9 Charges opérationnelles

Principes comptables

Les charges opérationnelles comprennent :

- les achats et dérivés à caractère opérationnel englobant :
  - les achats de matières premières et coûts associés (infrastructures, transport, stockage, etc.),
  - l'effet réalisé, ainsi que le changement de juste valeur (MtM), des transactions sur matières premières, avec ou sans livraison physique, entrant dans le champ d'application d'IFRS 9 – *Instruments financiers* et qui ne sont qualifiées ni de négoce, ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie ;
- les achats de services et autres tels que les charges de sous-traitance et d'intérimaires, les charges de location (contrats de location à court terme ou dont l'actif sous-jacent est de faible valeur), les charges de concessions, etc. ;
- les charges de personnel ;
- les amortissements, dépréciations et provisions ;
- les impôts et taxes d'exploitation.

9.1 Achats

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de trading (2)	(32 135)	(21 404)
Achats de services et autres (3)	(6 726)	(6 684)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	**(38 861)**	**(28 088)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Dont un produit net au 31 décembre 2021 de 721 millions d'euros au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre un produit net de 198 millions d'euros au 31 décembre 2020), notamment sur certaines positions résiduelles de couverture économique gaz non documentées en couverture de flux de trésorerie (les expositions électricité et autres sous-jacents se compensant dans l'ensemble)

(3) Dont 51 millions d'euros de charges de location relatives à des contrats à court terme et contrats portant sur des actifs de faible valeur au 31 décembre 2021 (contre 36 millions d'euros au 31 décembre 2020)

L'augmentation des achats et dérivés à caractère opérationnel est principalement liée aux variations sur la période des prix des matières premières.

9.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Avantages à court terme		(7 018)	(6 858)
Paiements fondés sur des actions	22	(48)	(47)
Charges liées aux plans à prestations définies	21.3.3	(479)	(350)
Charges liées aux plans à cotisations définies	21.4	(147)	(248)
CHARGES DE PERSONNEL		**(7 692)**	**(7 503)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

9.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Dotations aux amortissements	15 & 16	(4 370)	(4 368)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(310)	(217)
Variation nette des provisions	20	(159)	108
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		**(4 840)**	**(4 477)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Au 31 décembre 2021, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 1 004 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 366 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

NOTE 10 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles

Principes comptables

Les autres éléments du Résultat des activités opérationnelles (RAO) comprennent :

- les "Pertes de valeur". Cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwill*, les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ;
- les "Restructurations". Il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative le champ d'activité de l'entreprise, ou la manière dont cette activité est gérée, conformément aux critères prévus par IAS 37 ;
- les "Effets de périmètre". Cette ligne regroupe :
  - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
  - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
  - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
  - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés – à l'exception des résultats dégagés dans le cadre des modèles "*Develop, Build, Share & Operate*" (DBSO) ou "*Develop, Share, Build & Operate*" (DSBO), utilisés dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui sont enregistrés en Résultat opérationnel courant ;
- les "Autres éléments non récurrents". Cette ligne intègre les autres éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

10.1 Pertes de valeur

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Pertes de valeur :			
Goodwill	14.1	(107)	(2 145)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	15 & 16	(969)	(1 203)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		(17)	(237)
Total des pertes de valeur d'actifs		**(1 093)**	**(3 585)**
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles		64	84
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		-	-
Total des reprises de pertes de valeur		**64**	**84**
TOTAL		**(1 028)**	**(3 502)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2021 s'élèvent à 1 028 millions d'euros. Elles concernent principalement les immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que le *goodwill*. Compte tenu des effets d'impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2021 s'établit à 773 millions d'euros.

Les tests de perte de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 14.4.

10.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2021

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2021 s'élèvent à 1 028 millions d'euros et concernent principalement :

- des actifs concernés par la sortie de la production thermique à base de charbon annoncée par le Groupe en 2021, notamment au Brésil (228 millions d'euros) ;
- des actifs concernés par la revue stratégique des Solutions Clients annoncée par le Groupe en 2020, en France (90 millions d'euros), en Afrique (73 millions d'euros) et en Asie (33 millions d'euros) ;
- des actifs ayant fait l'objet de révisions de perspectives moyen et long terme ou ayant rencontré des difficultés opérationnelles, notamment des actifs de productions d'énergies renouvelables en Amérique latine (221 millions d'euros) et des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Asie (90 millions d'euros) ;
- d'autres actifs de production ou de support pour des montants moins significatifs pris individuellement.

10.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2020

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2020 s'élevaient à 3 502 millions d'euros et portaient essentiellement sur les éléments suivants :

- ***Goodwill* de l'UGT Nucléaire** (2 145 millions d'euros) et **actifs nucléaires en Belgique** (715 millions d'euros)

  Le Groupe a considéré que les annonces faites par le Gouvernement belge durant l'automne 2020, conjuguées aux échanges intervenus depuis, ne permettaient plus de réunir les conditions nécessaires au maintien d'une hypothèse de prolongation de 20 ans, au-delà de 2025, de la moitié de son parc d'unités de seconde génération.

  Les pertes de valeur constatées sur l'exercice tiennent compte de ce changement majeur d'hypothèse industrielle, du niveau des prix *forward* observés sur le second semestre 2020 ainsi que de la mise à jour du scénario de prix de long terme du Groupe au regard des dernières prévisions en matière de demande, de prix du CO_2 et d'évolution du mix énergétique.

- **Autres pertes de valeur**

  Les autres pertes de valeur comptabilisées par le Groupe portent principalement sur :
  - un investissement dans un actif de production gazière en Algérie (123 millions d'euros) ;
  - des actifs de production d'électricité d'origine thermique au Moyen-Orient (115 millions d'euros) ;
  - d'autres actifs de production thermique ou renouvelable au Mexique (70 millions d'euros), en Amérique du Nord (69 millions d'euros) et au Brésil (64 millions d'euros).

10.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 204 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 257 millions d'euros au 31 décembre 2020) comprennent essentiellement, en 2021 et 2020, des coûts liés à des plans de réduction d'effectifs et d'adaptation au contexte économique, à des arrêts ou cessions d'exploitation, à la fermeture ou restructuration de certains sites et divers autres coûts de restructurations.

10.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2021, les effets de périmètre s'élèvent à 1 107 millions d'euros et comprennent principalement :

- un résultat de 628 millions d'euros relatif à la cession partielle de la participation du Groupe dans Gaztransport et Technigaz (GTT) à hauteur de 10% pour 151 millions d'euros et à la revalorisation des 30% restants pour 478 millions d'euros ;
- un résultat de 347 millions d'euros correspondant au complément de prix sur la cession de 29,9% de la participation du Groupe dans la société SUEZ ;
- 113 millions d'euros de variation positive de la juste valeur de l'*earn-out* lié à la cession des activités GNL à TOTAL en 2018 ;
- un résultat de 56 millions d'euros relatif à diverses cessions dont EPS (83 millions d'euros), la cession partielle de la société Georgetown Energy Partners Holding LLC aux États-Unis (44 millions d'euros) et dans un actif de production d'électricité thermique en Grèce (-28 millions d'euros) ; et
- la variation de valeur du dérivé incorporé de l'obligation échangeable en actions GTT (-48 millions d'euros).

Au 31 décembre 2020, les effets de périmètre s'élevaient à 1 641 millions d'euros et comprenaient principalement :

- un résultat de 1 735 millions d'euros relatif à la cession de la plus grande partie de la participation d'ENGIE dans la société SUEZ ;
- un résultat de 95 millions d'euros relatif à la cession des participations du Groupe dans les sociétés Astoria 1 et 2 aux États-Unis, partiellement compensés par :
  - 62 millions d'euros de perte encourue dans le cadre de la cession de la société Multitech au Canada, et
  - 51 millions d'euros de variation négative de la juste valeur de l'*earn-out* lié à la cession des activités GNL à TOTAL en 2018.

10.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2021, d'un montant total de -69 millions d'euros, comprennent essentiellement des mises au rebut et des cessions d'actifs corporels.

Au 31 décembre 2020, les autres éléments non récurrents d'un montant total de -879 millions d'euros, comprenaient essentiellement, outre les impacts de la révision de provisions pour démantèlement et réhabilitation de sites industriels, les effets de l'extension, au reste de ses positions gaz en Europe, du mode de gestion en *trading* initié par la BU GEM en 2017 pour un montant de -726 millions d'euros.

NOTE 11 Résultat financier

En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2021	Charges	Produits	31 déc. 2020 (1)
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(943)	-	(943)	(876)	-	(876)
Coût des dettes de location	(35)	-	(35)	(40)	-	(40)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(6)	-	(6)	(21)	-	(21)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(2)	-	(2)	-	-	-
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	63	63	-	46	46
Coûts d'emprunts capitalisés	70	-	70	103	-	103
Coût de la dette	**(916)**	**63**	**(852)**	**(834)**	**46**	**(788)**
Soultes décaissées lors du débouclage de swaps	(73)	-	(73)	(44)	-	(44)
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	73	73	-	31	31
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	-	-	-	(16)	-	(16)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	**(73)**	**73**	**-**	**(60)**	**31**	**(29)**
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(63)	-	(63)	(87)	-	(87)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(630)	-	(630)	(614)	-	(614)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(152)	-	(152)	(158)	-	(158)
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(16)	329	313	(96)	70	(26)
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	-	125	125	-	176	176
Autres	(213)	121	(92)	(318)	209	(108)
Autres produits et charges financiers	**(1 073)**	**575**	**(498)**	**(1 273)**	**456**	**(818)**
RÉSULTAT FINANCIER	**(2 061)**	**711**	**(1 350)**	**(2 168)**	**533**	**(1 634)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Le coût de la dette nette est en hausse par rapport au 31 décembre 2020 en raison notamment de la hausse des taux au Brésil.

Le résultat des instruments de dette et de capitaux propres d'un montant de 313 millions d'euros comprend principalement la variation de juste valeur positive des OPCVM détenus par Synatom pour 291 millions d'euros (voir Note 20.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations et de gestion des matières fissiles irradiées" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ainsi que la variation de la juste valeur de la participation résiduelle dans Suez pour 42 millions d'euros, (voir Note 17.1.1.1 "Instruments de capitaux propres à la juste valeur" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

En 2021, le coût moyen de la dette après impact des dérivés s'est élevé à 2,63% contre 2,38% au 31 décembre 2020.

NOTE 12 Impôts

Principes comptables

Le Groupe calcule ses impôts sur le résultat conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un *goodwill* dont la perte de valeur n'est pas déductible ou par la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable à la date de transaction. Par ailleurs, un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que s'il est probable qu'un bénéfice imposable, sur lequel les différences temporelles déductibles pourront être imputées, sera disponible.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les soldes d'impôts différés sont déterminés sur la base de la situation fiscale de chaque société ou du résultat d'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre d'intégration fiscale considéré et sont présentés à l'actif ou au passif de l'état de la situation financière pour leur position nette par entité fiscale.

Les impôts différés sont revus à chaque arrêté pour tenir compte notamment des incidences des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles.

Les actifs et passifs d'impôt différé ne sont pas actualisés.

Les effets d'impôt relatifs aux coupons versés sur les titres super-subordonnés à durée indéterminée sont présentés en résultat.

12.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

12.1.1 Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 1 695 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 666 millions d'euros en 2020). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Impôt exigible	(740)	(765)
Impôt différé	(955)	99
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**(1 695)**	**(666)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

12.1.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt comptabilisée

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique du Groupe et la charge d'impôt effectivement comptabilisée est présentée dans le tableau suivant :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 [1]
Résultat net	**3 758**	**(893)**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	784	316
Résultat après impôt des activités non poursuivies	80	(151)
Impôt sur les bénéfices	(1 695)	(666)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**4 588**	**(392)**
Dont sociétés françaises intégrées	*5 604*	*1 538*
Dont sociétés étrangères intégrées	*(1 016)*	*(1 930)*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	28,4%	32,0%
Produit/(charge) d'impôt théorique (C) = (A) X (B)	**(1 303)**	**125**
Éléments de passage entre le produit/(charge) d'impôt théorique et la charge d'impôt inscrite au compte de résultat		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable pour la société mère et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions françaises et étrangères	38	(124)
Différences permanentes [2]	(30)	(580)
Éléments taxés à taux réduit ou nul [3]	300	573
Compléments d'impôt [4]	(230)	(388)
Effet de la non reconnaissance d'actifs d'impôt différé sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles [5]	(958)	(596)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus [6]	510	263
Effet des changements de taux d'impôt [7]	(17)	(103)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt [8]	185	108
Autres [9]	(189)	56
Charge d'impôt inscrite au compte de résultat	**(1 695)**	**(666)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées et la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides

(3) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit dans certaines juridictions fiscales, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités, les pertes de valeur et moins-values non déductibles sur les titres de participation, ainsi que l'effet des résultats non taxés des réévaluations des intérêts précédemment détenus (ou conservés) dans le cadre des acquisitions et changements de méthode de consolidation

(4) Comprend notamment les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, la quote-part de frais et charges sur les dividendes, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés

(5) Comprend (i) l'effet de la non-reconnaissance des différences temporelles fiscales actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives bénéficiaires suffisantes et (ii) l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur les immobilisations

(6) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales

(7) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé au Royaume-Uni, en France et en Argentine pour 2021 et en France et au Royaume-Uni pour 2020

(8) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux, les crédits d'impôt en France et autres réductions d'impôt

(9) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur

12.1.3 Analyse par catégorie de différence temporelle du produit/de la charge d'impôt différé du compte de résultat

	Impacts résultat	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	(178)	(203)
Engagements de retraite et assimilés	(218)	(78)
Provisions non déductibles	(56)	222
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	174	276
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	6 542	488
Autres	222	(40)
Total	**6 485**	**666**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(498)	2
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	(7 148)	(437)
Autres	183	(146)
Total	**(7 463)**	**(581)**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**(977)**	**85**
Dont activités poursuivies	*(955)*	*99*

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

12.2 Produits et charges d'impôt différé comptabilisés en "Autres éléments du résultat global"

Les produits et charges d'impôt différé comptabilisés en "Autres éléments du résultat global", ventilés par composantes, sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Instruments de capitaux propres et de dettes	1	(10)
Écarts actuariels	(447)	400
Couverture d'investissement net	55	(27)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(1 370)	(127)
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	(19)	17
Total hors quote-part des entreprises mises en équivalence & activités non poursuivies	**(1 779)**	**254**
Quote-part des entreprises mises en équivalence	(50)	116
Activités non poursuivies	(13)	(1)
TOTAL	**(1 843)**	**369**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

12.3 Impôts différés dans l'état de la situation financière

12.3.1 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de la situation financière, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé, se ventile de la manière suivante :

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2020	**880**	**(4 416)**	**(3 536)**
Effet du résultat de la période	6 484	(7 463)	(979)
Effet des autres éléments du résultat global	(286)	(1 511)	(1 797)
Effet de périmètre	(8)	42	34
Effet de change	59	(125)	(66)
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(250)	219	(30)
Autres effets	309	(491)	(183)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(6 007)	6 007	-
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**1 181**	**(7 738)**	**(6 557)**

12.3.2 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés présentée dans l'état de la situation financière (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé)

Principes comptables

Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Cette probabilité de bénéfices imposables futurs est estimée en prenant en considération l'existence de différences temporelles imposables relevant de la même entité fiscale et se reversant sur les mêmes échéances vis-à-vis de la même autorité fiscale, ainsi que les estimations de profits taxables futurs. Ces prévisions de profits taxables et les consommations de reports déficitaires en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat sur une période de projections fiscales de six années telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier, ainsi qu'à partir de projections complémentaires lorsque nécessaire.

	Position de clôture	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 299	1 769
Engagements de retraite	1 501	2 061
Provisions non déductibles	388	435
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 440	955
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	8 968	2 148
Autres	523	442
TOTAL	**14 119**	**7 810**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(9 345)	(8 528)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	(10 643)	(2 067)
Autres	(687)	(752)
TOTAL	**(20 675)**	**(11 346)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(6 557)**	**(3 536)**

12.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2021, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 4 642 millions d'euros (contre 4 061 millions d'euros au 31 décembre 2020). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique, au Luxembourg et aux Pays-Bas). Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu entièrement ou partiellement à la comptabilisation d'actifs d'impôt différé faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de la situation financière s'élève à 1 097 millions d'euros en 2021 contre 823 millions d'euros en 2020.

NOTE 13 Résultat par action

Principes comptables

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de l'exercice attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant l'exercice. Le nombre moyen d'actions en circulation au cours de l'exercice est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Pour le calcul du résultat dilué, ce nombre, ainsi que le résultat de base par action, est modifié pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions ordinaires potentiellement dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément aux dispositions d'IAS 33 *Résultat par action*, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés (voir Note 19.2.1 "Émission de titres super-subordonnés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les plans d'actions de performance en titres ENGIE.

	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Numérateur *(en millions d'euros)*		
Résultat net part du Groupe	**3 661**	**(1 536)**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies	*3 582*	*(1 384)*
Rémunération des titres super-subordonnés	(121)	(187)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**3 540**	**(1 723)**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*3 461*	*(1 571)*
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	**3 540**	**(1 723)**
Résultat net récurrent part du Groupe	**3 158**	**1 703**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies	*2 927*	*1 725*
Rémunération des titres super-subordonnés	(121)	(187)
Résultat net récurrent part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**3 037**	**1 516**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*2 806*	*1 538*
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net récurrent part du Groupe dilué	**3 037**	**1 516**
Dénominateur *(en millions d'actions)*		
Nombre moyen d'actions en circulation	**2 419**	**2 416**
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	12	11
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 431**	**2 427**
Résultat par action *(en euros)*		
Résultat net part du Groupe par action	**1,46**	**(0,71)**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action	*1,43*	*(0,65)*
Résultat net part du Groupe par action dilué	**1,46**	**(0,71)**
Dont Résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action	*1,42*	*(0,65)*
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**1,26**	**0,63**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies, par action	*1,16*	*0,64*
Résultat net récurrent part du Groupe par action dilué	**1,25**	**0,62**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action	*1,15*	*0,63*

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

NOTE 14

Principes comptables

Lors d'un regroupement d'entreprises le *goodwill* est calculé par différence entre :

- d'une part la somme de :
  - la contrepartie transférée,
  - le montant des intérêts minoritaires dans l'entreprise acquise, et
  - dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- et d'autre part la juste valeur nette des actifs acquis et des passifs repris identifiables. Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management à la date d'acquisition.

Le montant du *goodwill* reconnu lors de la prise de contrôle ne peut plus être ajusté après la fin de la période d'évaluation de 12 mois.

Les *goodwill* relatifs aux participations dans les entreprises associées sont compris dans la valeur des participations dans les entreprises mises en équivalence.

Risque de perte de valeur

Les *goodwill* ne sont pas amortis mais font l'objet, conformément à IAS 36, de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur. Ces *goodwill* sont testés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Il y a perte de valeur du *goodwill* si la valeur nette comptable de l'UGT (ou groupe d'UGT) à laquelle le *goodwill* est affecté est supérieure à sa valeur recouvrable. Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 14.4.

Les pertes de valeur relatives aux *goodwill* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat.

Indices de perte de valeur sur un *goodwill*

Les principaux indices de perte de valeur retenus par le Groupe sont :

- au titre des indices externes :
  - sur la période, la valeur de marché d'un actif a diminué de façon plus importante que du seul effet attendu du passage du temps ou de l'utilisation normale de l'actif,
  - d'importants changements, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement technologique, économique ou juridique ou du marché dans lequel l'entité opère ou dans le marché auquel l'actif est dévolu,
  - les taux d'intérêt du marché ou d'autres taux de rendement du marché ont augmenté durant la période et il est probable que ces augmentations affecteront le taux d'actualisation utilisé dans le calcul de la valeur d'utilité d'un actif et diminueront de façon significative la valeur recouvrable de l'actif,
  - la valeur comptable de l'actif net de l'entité est supérieure à sa capitalisation boursière ;
- au titre des indices internes :
  - il existe un indice d'obsolescence ou de dégradation physique d'un actif ;
  - des changements importants, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou sont susceptibles de survenir dans un proche avenir, dans le degré ou le mode d'utilisation d'un actif tel qu'il est utilisé ou que l'on s'attend à l'utiliser. Ces changements incluent la mise hors service de l'actif, les plans d'abandon ou de restructuration du secteur d'activité auquel un actif appartient et les plans de sortie d'un actif avant la date précédemment retenue, et la réestimation de la durée d'utilité d'un actif comme déterminée plutôt qu'indéterminée ;
  - des données internes montrent que la performance économique d'un actif est ou sera moins bonne que celle attendue.

14.1 Évolution de l'organisation du Groupe

À compter du 1er février 2021, le Groupe est organisé autour de quatre grandes activités stratégiques ou *Global Business Units* (GBU) : Renouvelables, Infrastructures, Production Thermique et Fourniture d'Énergie, ainsi que *Energy Solutions* (voir Note 7.1 "Réorganisation d'ENGIE et modification de l'information sectorielle" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Dans le contexte de cette réorganisation, le Groupe a modifié son information sectorielle au sens d'IFRS 8 – *Secteurs opérationnels* et a procédé en conséquence à une réallocation des *goodwill* des anciennes BUs géographiques vers les nouveaux secteurs opérationnels conformément à IAS 36 – *Dépréciations d'actifs*.

Parmi les 25 BU qui constituaient les secteurs opérationnels dans la précédente organisation :

- 13 BU étaient mono-métier : leurs *goodwill*, qui s'élevaient à 9,2 milliards d'euros au 1er janvier 2021 (environ 60% des *goodwill* du Groupe), ont été alloués directement aux nouveaux secteurs correspondant aux métiers concernés ;
- 12 BU étaient multi-métiers : leurs *goodwill*, qui représentaient 6,7 milliards d'euros, ont fait l'objet d'une répartition par secteur.

La réallocation des *goodwill* au niveau des secteurs au 1er janvier 2021 se présente comme suit. :

			Solutions Clients						
En milliards d'euros	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Thermique	Fourniture d'énergie	Nucléaire	Autres	Goodwill 1er janv. 2021
France hors infrastructures									
France Renouvelables									1,2
ENGIE Solutions France									1,5
France *BtoC*									1,0
Infrastructures France									
GRDF									4,0
GRTgaz									0,6
Autres									0,4
Reste de l'Europe									
Benelux									1,3
Génération Europe									0,5
Nucléaire									0,8
Royaume-Uni									1,0
Europe Nord/Sud/'Est									0,9
Amérique latine									**0,7**
États-Unis & Canada									**0,7**
Moyen-Orient, Asie & Afrique									**0,7**
Autres									**0,7**
dont GTT									*0,2*
GOODWILL 1ER JANV. 2021	**2,1**	**5,3**	**1,4**	**2,9**	**1,1**	**1,8**	**0,8**	**0,5**	**15,9**
						Total mono-métiers			9,2
						Total multi-métiers			6,7

Compte tenu des marges de valeur existantes, cette réallocation des *goodwill* n'a pas entrainé de perte de valeur initiale.

14.2 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur nette
Au 31 décembre 2020	**15 943**
Pertes de valeur	(107)
Variations de périmètre et Autres	(3 249)
Écarts de conversion	214
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**12 799**

Les variations de la période proviennent principalement du classement des activités des entités du périmètre EQUANS, ainsi que de la société Endel et ses principales filiales, en tant qu'"Actifs destinés à être cédés", des pertes de valeurs constatées sur des géographies ou activités non stratégiques en Amérique du Sud et en Afrique, compensée dans une moindre mesure par les différentes acquisitions réalisées au cours de l'exercice (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

14.3 Informations sur les *goodwill*

Pour les besoins des tests de dépréciation, les *goodwill* sont alloués aux secteurs opérationnels, qui représentent le niveau le plus bas auquel ils sont suivis pour des besoins de gestion interne.

Le tableau ci-dessous présente le montant des *goodwill* au 31 décembre 2021 :

En millions d'euros	31 déc. 2021
Infrastructures	5 288
Renouvelables	2 132
Fourniture d'énergie	1 818
Energy Solutions	1 302
Thermique	1 139
Nucléaire	797
Autres	324
TOTAL	**12 799**

14.4 Tests de pertes de valeur des *goodwill*

Tous les *goodwill* font l'objet d'un test de perte de valeur sur la base des données à fin juin, complétés par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des *goodwill* est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2022 et du plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2025-2040 lesquelles ont été approuvées en novembre 2021 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide ("prix *forward*") concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de forte volatilité des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO_2 sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019 et en juillet 2021. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

14.4.1 Renouvelables

Le *goodwill* s'élève à 2 132 millions d'euros au 31 décembre 2021. Renouvelables regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer et la géothermie principalement. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.

La détermination de la valeur terminale pour le calcul de la valeur d'utilité a été réalisée pour les activités hydrauliques en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, les hypothèses de renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution des prix de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

La valeur d'utilité de la Compagnie Nationale du Rhône et de la SHEM tient compte d'hypothèses portant notamment sur la prolongation ou la remise en appel d'offres des concessions, ainsi que sur les modalités d'une éventuelle prolongation.

Les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions comprennent un certain nombre d'hypothèses concernant les conditions économiques et régulatoires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissement à réaliser, etc.) durant cette période.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 4,5% et 10% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 euros/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique, en France, aurait un impact négatif de 0,5 milliard d'euros sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10 euros/MWh du prix de l'électricité aurait un effet positif de 0,5 milliard d'euros sur la valeur recouvrable.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés sur la production électrique d'origine hydraulique, en France, aurait un impact négatif de 0,2 milliard d'euros sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 0,2 milliard d'euros sur la valeur recouvrable.

14.4.2 Infrastructures

Cet ensemble englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili.

Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la transition énergétique et au verdissement des réseaux (biométhane, hydrogène, etc.).

Le *goodwill* s'élève à 5 288 millions d'euros au 31 décembre 2021.

La valorisation des activités en France découle principalement des projections de flux de trésorerie établies à partir des tarifs négociés avec le régulateur (CRE) et des valeurs terminales correspondant à la valeur attendue de la Base des Actifs Régulés (BAR). La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par les opérateurs. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisée au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Pour la valorisation des activités en France, le scénario mix énergétique à horizon 2050, retenu par le Groupe et décrit dans la note 20.3.1 "Démantèlements relatifs aux installations non nucléaire", n'entraînera pas de modification sensible de la BAR. En raison du rôle indispensable du gaz qui fournit une source stable d'approvisionnement en énergie, complémentaire aux sources d'énergie renouvelables intermittentes par nature, non pilotables et difficilement stockables, le Groupe considère que son réseau d'infrastructures gazières sera maintenu ou converti pour permettre l'acheminement des gaz verts (biométhane, hydrogène, etc.).

Le Groupe prévoit, pour y parvenir, un maintien du niveau actuel des investissements, et une entrée de l'hydrogène dans la régulation, scénario conforté par les différentes mesures présentées par la Commission européenne.

Les taux d'actualisation de l'ensemble de ces activités sont compris entre 4,5% et 8,5% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère régulé des activités infrastructures en France, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

14.4.3 *B*

Le *goodwill* s'élève à 1 302 millions d'euros au 31 décembre 2021. *Energy Solutions* englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie bas carbone (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone…) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable).

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie, en France, a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 2% par an.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des prix au-delà de l'horizon liquide.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 4,5% et 8,6% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités d'*Energy Solutions*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

14.4.4 Production Thermique

Le *goodwill* s'élève à 1 139 millions d'euros au 31 décembre 2021. Thermique regroupe l'ensemble des activités de production d'énergie centralisée à partir d'actifs thermiques, contractés ou non. Elle comprend l'exploitation de centrales utilisant principalement comme combustible le gaz ou le charbon ainsi que les centrales de stockage par pompage. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2022 et plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de trois ans sur la durée d'utilité des actifs sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution du prix du CO_2, des combustibles et de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 6% et 10% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 8% sur l'excédent de la valeur recouvrable des centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne par rapport à leur valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 8% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne aurait un impact négatif de 29% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 29% sur ce calcul.

14.4.5 Fourniture d'Énergie

Le *goodwill* s'élève à 1 818 millions d'euros au 31 décembre 2021. Cet ensemble regroupe les activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des principales activités de services et de commercialisation d'énergie en Europe a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 1,8% à 1,9% par an.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 7% et 9% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités de fourniture d'énergie, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

14.4.6 Nucléaire

Cet ensemble regroupe les activités de production d'électricité à partir du parc de centrales nucléaires du Groupe en Belgique ainsi que des droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin en France.

Le *goodwill* est de 797 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

Les prévisions de flux de trésorerie de ces activités reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution de la demande et des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre régulatoire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique et la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France). Enfin, le taux d'actualisation constitue également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de ces activités. Il s'établit à 7% pour l'exercice 2021, identique à celui de l'exercice 2020.

Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires
Production d'électricité d'origine nucléaire Belgique	Pour Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, projection des flux de trésorerie sur le reste de la durée légale de 50 ans. Pour les unités de seconde génération Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3, projection des flux de trésorerie sur la durée légale de 40 ans, sans hypothèse de prolongation.
Droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin	Projection des flux de trésorerie sur la durée résiduelle des contrats puis hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage.

Le principe et le calendrier de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40e année d'exploitation, énoncés dans la loi du 31 janvier 2003 sur "la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité" ont été réaffirmés dans la note de politique générale du gouvernement du 4 novembre 2020. Ce principe reste cependant toujours assorti de mécanismes d'analyse permettant de réapprécier cette décision en fonction de ses impacts sur la sécurité d'approvisionnement, le climat, les prix de l'énergie et la sécurité des installations qui font l'objet d'un monitoring. Si ce monitoring met en lumière un problème de sécurité d'approvisionnement, l'accord de gouvernement de 2020 prévoit la possibilité d'ajuster le calendrier légal pour une capacité pouvant aller jusqu'à 2 GW.

Depuis la clôture de l'exercice 2020, le Groupe considère que, notamment, les conditions opérationnelles pour la réalisation des travaux préalables à l'extension ne sont plus réunies pour retenir l'hypothèse d'une prolongation, au-delà de 2025, d'une partie du parc d'unités de seconde génération. Le monitoring dont il est question ci-dessus n'a toujours pas donné lieu à conclusions durant l'année 2021 et l'hypothèse d'un arrêt progressif, jusqu'en 2025, de l'ensemble des unités est demeurée inchangée pour le test de perte de valeur.

En France, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a autorisé le redémarrage de Tricastin 1 le 20 décembre 2019 après son arrêt pour quatrième visite décennale et a publié, le 3 décembre 2020, un projet de décision fixant les conditions de la poursuite du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans. La voie est ainsi ouverte à la confirmation d'une prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des réacteurs de la série des 900 MW à formaliser dans les prochaines années après fixation des conditions de poursuite de l'exploitation par l'agence de sûreté nucléaire et enquête publique. Le Groupe a donc tenu compte de la prolongation de 10 années des unités nucléaires de Tricastin et Chooz B, au-delà de leur quatrième visite décennale qui arrive à échéance respectivement en 2021 et 2039 et donc des droits de tirage du Groupe. Cette hypothèse de prolongation était déjà prise en compte les années passées.

Résultats du test de perte de valeur

Compte tenu des éléments décrits ci-avant, du niveau des prix *forward* observés sur l'exercice 2021 ainsi que de la mise à jour du scenario de prix de long terme du Groupe au regard des dernières prévisions en matière de demande, de prix du CO_2 et d'évolution du mix énergétique, aucune perte de valeur n'a été constatée sur l'exercice.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 euros/MWh sur l'ensemble de la production électrique d'origine nucléaire, au-delà de l'horizon *forward*, se traduirait par une perte de valeur de l'ordre de 0,2 milliard d'euros.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation ne se traduirait pas par une perte de valeur.

Une diminution de 5% du taux de disponibilité des centrales belges sur l'ensemble de leur horizon de production électrique d'origine nucléaire se traduirait par une perte de valeur de l'ordre de 0,1 milliard d'euros.

14.4.7 Autres

Le goodwill s'élève à 324 millions d'euros au 31 décembre 2021. Cet ensemble regroupe les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie, de fourniture *BtoB* en France d'Entreprises & Collectivités (E&C), ainsi que du *corporate* et des *holdings*.

Le secteur Autres présente, pour ses activités opérationnelles portant des *goodwill*, des marges importantes entre la valeur recouvrable et la valeur nette comptable au 31 décembre 2021.

NOTE 15 Immobilisations incorporelles

Principes comptables

Évaluation initiale

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût diminué du cumul des amortissements et éventuelles pertes de valeur.

Amortissement

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté en fonction du rythme attendu de la consommation des avantages économiques futurs de l'actif. Les amortissements sont calculés, essentiellement sur base du mode linéaire, en fonction des durées d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	**Minimum**	**Maximum**
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	3	20
AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	**1**	**50**

Certaines immobilisations incorporelles, dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de perte de valeur annuel.

Risque de perte de valeur

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur. Dans le cas des immobilisations incorporelles non amorties, les tests de perte de valeur sont réalisés annuellement

Indices de perte de valeur

Ce test de perte de valeur n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

Les principaux indices de perte de valeur externes et internes sont présentés en Note 14 "*Goodwill*".

Pertes de valeur

Les immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (actif isolé ou Unité Génératrice de Trésorerie – UGT) déterminé conformément aux prescriptions d'IAS 36. Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne une révision de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles ou incorporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Évaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, elles sont, le cas échéant, regroupées dans des UGT dont on pourra comparer les valeurs comptables et les valeurs recouvrables.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale. Des méthodes usuelles d'évaluation sont mises en œuvre pour lesquelles les principales hypothèses économiques retenues portent sur :

- les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire ;
- des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées ;
- des valeurs terminales cohérentes avec les données de marché disponibles propres aux segments opérationnels concernés et des taux de croissance liés aux valeurs terminales n'excédant pas les taux d'inflation.

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôts. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme requis par la norme IAS 36.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, la valeur recouvrable des actifs concernés est déterminée sur la base de leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture.

En cas de perte de valeur, celle-ci est inscrite sur la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat.

Droits incorporels sur contrats de concession

L'interprétation IFRIC 12 – *Accords de concession de services* traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

- le concédant contrôle ou régule le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ; et
- le concédant contrôle tout intérêt résiduel significatif de l'infrastructure au terme du contrat, par exemple il a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

Le modèle de l'actif incorporel selon IFRIC 12§17 s'applique si l'opérateur reçoit un droit (une licence) de faire payer les utilisateurs, ou le concédant, en fonction de l'utilisation faite du service public. Il n'existe pas de droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie, car ce droit dépend du niveau d'utilisation du service par les usagers.

Les infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles. C'est le cas des infrastructures de distribution de gaz en France. En effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GRDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Frais de recherche et développement

Les frais de recherche sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité.

15.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
Valeur brute				
Au 31 décembre 2020	**3 907**	**2 908**	**12 886**	**19 701**
Acquisitions [1]	197	-	1 032	1 228
Cessions	(3)	(125)	(115)	(242)
Écarts de conversion	(7)	-	127	120
Variations de périmètre	(38)	-	(631)	(669)
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	(195)	-	(578)	(773)
Autres variations	57	61	214	331
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**3 917**	**2 845**	**12 936**	**19 697**
Amortissements et pertes de valeur				
Au 31 décembre 2020	**(1 781)**	**(2 193)**	**(8 532)**	**(12 505)**
Dotations aux amortissements [2]	(129)	(65)	(860)	(1 053)
Pertes de valeur	(20)	-	(100)	(120)
Cessions	2	125	101	228
Écarts de conversion	1	-	(69)	(67)
Variations de périmètre	7	-	257	264
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	24	-	379	403
Autres variations	(26)	-	(35)	(62)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(1 921)**	**(2 133)**	**(8 860)**	**(12 913)**
Valeur nette comptable				
Au 31 décembre 2020	**2 126**	**716**	**4 354**	**7 196**
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**1 996**	**712**	**4 076**	**6 784**

(1) Dont 49 millions d'euros relatif aux immobilisations incorporelles d'EQUANS, classées comme "Activités non poursuivies" (voir Note 5 "Principales variations de périmètres" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Les dotations aux amortissements d'EQUANS sont comptabilisées au compte de résultat sur la ligne "Résultat net des activités non poursuivies" pour un montant de -49 millions d'euros au 31 décembre 2021

La diminution nette des immobilisations incorporelles s'explique essentiellement par :

- des dotations aux amortissements pour 1 053 millions d'euros ;
- du classement en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" pour -369 millions d'euros principalement liés au classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS en application de la norme IFRS 5 ;
- des effets de périmètre négatifs pour 406 millions d'euros principalement liés à la cession partielle de 10% de la participation du Groupe dans Gaztransport et Technigaz (GTT), société active dans le transport et le stockage du gaz liquéfié pour 357 millions d'euros ;
- des pertes de valeurs pour 120 millions d'euros ;

compensées partiellement par :

- des investissements sur la période pour 1 228 millions d'euros qui concernent principalement les immobilisations incorporelles en cours dans le secteur des infrastructures en France ;
- un effet positif des variations de change pour 53 millions d'euros dû principalement à l'appréciation du dollar américain (47 millions d'euros).

15.1.1 Pertes de valeur

Les pertes de valeurs nettes comptabilisées pour 120 millions d'euros au 31 décembre 2021 concernent principalement des logiciels d'ENGIE SA ainsi que sur des actifs incorporels dans les activités de solutions à l'énergie et des énergies renouvelables.

15.1.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou dans le cadre de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs sous-jacents. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 50 ans. À ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B et Tricastin (France), et de capacités de production virtuelle (VPP – *Virtual Power Plant*) en Italie.

15.1.3 Autres

Au 31 décembre 2021, ce poste comprend principalement 1 470 millions d'euros de logiciels et licences, 628 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 1 721 millions d'euros composés notamment d'actifs incorporels (portefeuille clients) acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés.

15.2 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques.

Les frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, s'élèvent à 159 millions d'euros pour l'exercice 2021, dont 25 millions d'euros de dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38).

NOTE 16 Immobilisations corporelles

Principes comptables

Évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique moins les amortissements cumulés et les pertes de valeur constatées.

La valeur comptable des immobilisations corporelles ne fait l'objet d'aucune réévaluation, le Groupe n'ayant pas choisi la méthode alternative permettant de réévaluer de façon régulière une ou plusieurs catégories d'immobilisations corporelles.

Les subventions pour investissements sont portées en déduction de la valeur brute des immobilisations au titre desquelles elles ont été reçues.

En application d'IAS 16, le coût de l'actif comprend, lors de sa comptabilisation initiale, les coûts de démantèlement et de remise en état de site dès lors qu'il existe à la date de début une obligation actuelle, légale ou implicite de démanteler ou de restaurer le site. Une provision est alors constatée en contrepartie d'un composant de l'actif au titre du démantèlement.

Les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction d'un actif qualifié sont incorporés dans son coût.

Contrats de location

Conformément à IFRS 16, le Groupe reconnait un droit d'utilisation à l'actif du bilan et une dette de location au titre des accords considérés comme des contrats de location dans lesquels il est preneur, à l'exception des contrats d'une durée initiale inférieure ou égale à 12 mois ("contrats de location à court terme"), ou de ceux dont l'actif sous-jacent est de faible valeur ("actifs de faible valeur"). Les paiements associés à ces contrats sont comptabilisés linéairement en charge dans le compte de résultat. Les contrats de location du Groupe concernent principalement des immeubles, des véhicules et des autres équipements.

L'actif relatif au droit d'utilisation est initialement évalué au coût, qui comprend le montant initial de la dette de location (ajusté pour les paiements de loyers réalisés à la date de début du contrat ou avant cette date) majoré, le cas échéant, des coûts directs initiaux engagés par le preneur, des coûts estimés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ainsi que les coûts liés à la restauration ou à la remise en état de l'actif ou du site où l'actif se trouve, moins, les éventuels avantages reçus liés à la location.

La dette de location est initialement évaluée à la valeur actuelle des loyers résiduels, actualisés au taux d'endettement marginal du preneur. Ce taux a été déterminé à partir du taux marginal d'emprunt du Groupe ajusté, conformément à la norme IFRS 16, pour tenir compte (i) de l'environnement économique des filiales, et en particulier de leur risque de crédit, (ii) de la devise dans laquelle les contrats ont été conclus et (iii) de la durée initiale du contrat (ou de la durée résiduelle de chaque contrat existant à la date de première application de la norme). La méthodologie utilisée pour calculer le taux d'emprunt marginal reflète l'échéancier de paiement des loyers (méthode de la duration).

La détermination de la durée du contrat, en ce compris l'appréciation du caractère raisonnable de l'exercice d'une option de prolongation ou du non exercice d'une option de résiliation, est effectuée au cas par cas. Cette analyse fait l'objet d'un nouvel examen si un événement ou un changement de circonstances important, sous le contrôle du preneur, se produit et est susceptible d'avoir une incidence sur cette évaluation. À noter que pour déterminer la période exécutoire d'un contrat, le Groupe retient une définition large de la notion de pénalités en tenant compte non seulement des pénalités contractuelles à proprement parler, mais aussi des coûts annexes induits par une éventuelle résiliation.

Gaz *coussin*

Le gaz "coussin", injecté dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz "utile" comptabilisé en stock (voir Note 25.2 "Stocks" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), il est enregistré en Autres immobilisations.

Amortissement

En application de l'approche par composants, le Groupe utilise des durées d'amortissement différenciées pour chacun des composants significatifs d'un même actif immobilisé dès lors que l'un de ces composants à une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.

Les amortissements sont calculés essentiellement selon un mode linéaire sur base des durées normales d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	**Minimum**	**Maximum**
Installations techniques		
• Stockage – Production – Transport – Distribution	5	60*
• Installation – Maintenance	3	10
• Aménagements hydrauliques	20	65
Autres immobilisations corporelles	2	33

* *Hors gaz coussin*

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minimales concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maximales s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et de stockage. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à "la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité", les centrales nucléaires sont, depuis l'exercice 2003, amorties de manière prospective sur 40 ans, à compter de leur date de mise en service, à l'exception de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre la durée du contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte des options de renouvellement des contrats s'il est raisonnablement certain que ces options seront exercées.

L'actif relatif au droit d'utilisation est amorti de manière linéaire sur la durée du contrat de location, sauf si le contrat transfère la propriété de l'actif sous-jacent au Groupe à la fin du contrat. Dans ce cas, il est amorti sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, laquelle est déterminée selon les mêmes principes que ceux des immobilisations corporelles mentionnés ci-dessus.

Risque de perte de valeur

Voir Note 15 "Immobilisations incorporelles" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Indices de perte de valeur

Voir Note 14 "*Goodwill*" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

16.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Construc-tions	Installa-tions techniques	Matériel de transport	Coûts de démantè-lement	Immobili-sations en cours	Droits d'utilisation	Autres	Total
Valeur brute									
Au 31 décembre 2020	**633**	**5 447**	**81 958**	**488**	**3 593**	**4 616**	**4 151**	**1 442**	**102 327**
Acquisitions/ Augmentations [1]	6	408	(6)	49	-	4 816	666	64	6 003
Cessions	(16)	(89)	(885)	(33)	(5)	(29)	(163)	(65)	(1 284)
Écarts de conversion	8	70	866	3	18	178	133	38	1 313
Variations de périmètre	70	1 102	1 258	(1)	3	(53)	(12)	(14)	2 353
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	(41)	(433)	(925)	(207)	(26)	100	(768)	(190)	(2 489)
Autres variations	(10)	(3 192)	8 265	4	86	(4 914)	(140)	33	133
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**650**	**3 312**	**90 530**	**304**	**3 669**	**4 715**	**3 867**	**1 308**	**108 355**
Amortissements et pertes de valeur									
Au 31 décembre 2020	**(99)**	**(3 090)**	**(43 444)**	**(341)**	**(2 973)**	**(309)**	**(1 256)**	**(928)**	**(52 439)**
Dotations aux amortissements [2]	(5)	(152)	(2 621)	(51)	(106)	-	(523)	(111)	(3 569)
Pertes de valeur	-	(14)	(537)	-	(37)	(205)	(57)	(6)	(857)
Cessions	12	82	853	30	5	24	160	58	1 223
Écarts de conversion	-	(16)	(307)	(2)	(9)	(9)	(30)	(15)	(388)
Variations de périmètre	(74)	(1 111)	(1 411)	-	(3)	7	4	10	(2 577)
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	5	302	603	140	25	(3)	337	154	1 562
Autres variations	16	2 150	(2 560)	4	(16)	107	80	(12)	(232)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(146)**	**(1 849)**	**(49 426)**	**(219)**	**(3 115)**	**(387)**	**(1 284)**	**(850)**	**(57 277)**
Valeur nette comptable									
Au 31 décembre 2020	**535**	**2 356**	**38 514**	**147**	**619**	**4 308**	**2 895**	**514**	**49 889**
Au 31 décembre 2021	**503**	**1 463**	**41 105**	**85**	**554**	**4 328**	**2 583**	**458**	**51 079**

(1) Dont 342 millions d'euros relatifs aux immobilisations corporelles d'EQUANS, classées comme "Activités non poursuivies" (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Les dotations aux amortissements d'EQUANS sont comptabilisés au compte de résultat sur la ligne "Résultat net des activités non poursuivies" pour un montant de 203 millions d'euros

En 2021, l'augmentation nette du poste "Immobilisations corporelles" s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 5 337 millions d'euros, notamment des constructions et des développements de champs éoliens et solaires (2 260 millions d'euros) principalement en France, aux États-Unis, en Amérique latine et en Inde ainsi que des extensions de réseaux de transport et de distribution dans les Infrastructures en France (1 747 millions d'euros)
- et des effets de change positifs de 925 millions d'euros provenant de l'appréciation du dollar américain (720 millions d'euros) et de la variation de la livre sterling (118 millions d'euros) ;

compensés par :

- des dotations aux amortissements pour un total de -3 569 millions d'euros ;
- le classement pour -927 millions d'euros en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" principalement lié aux activités d'EQUANS ;
- des pertes de valeurs sur immobilisations corporelles, pour -857 millions d'euros, portant essentiellement sur :
  - des fermes solaires et éoliennes en Amérique latine, en Chine et en France (-267 millions d'euros),
  - des centrales thermiques au Brésil (-235 millions d'euros),
  - des actifs thermiques en Australie, en France, aux États-Unis et à Oman (-234 millions d'euros),
  - les actifs de Cofely Endel, actif dans la maintenance industrielle et les services à l'énergie (-38 millions d'euros) ;
- des variations de périmètre pour -224 millions d'euros résultant principalement des cessions dans le secteur des énergies renouvelables en France, aux États-Unis, en Inde et aux Pays-Bas pour -114 millions d'euros, de la cession d'une centrale thermique au Brésil pour -35 millions d'euros, de la cession partielle de GTT pour -30 millions d'euros et d'une centrale thermique en Turquie pour -12 millions d'euros.

Des reclassements ont eu lieu entre Constructions et Installations techniques afin d'aligner la classification de ces actifs à leur nature sous-jacente.

16.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 1 373 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 1 749 millions d'euros au 31 décembre 2020.

La diminution nette porte principalement sur l'entité britannique First Hydro Ltd pour -593 millions d'euros provenant du remboursement des obligations garanties, à leur date d'échéance, pour lesquelles l'ensemble des actifs de First Hydro avait été mis en gage.

16.3 Engagements contractuels d'acquisition d'immobilisations corporelles

Dans le cadre normal de leurs activités, certaines sociétés du Groupe se sont engagées à acheter, et les tiers concernés à leur livrer, des installations techniques. Ces engagements portent principalement sur des commandes d'équipements et de matériel relatifs à des constructions d'unités de production d'énergie et à des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 2 360 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 2 212 millions d'euros au 31 décembre 2020.

L'augmentation nette porte principalement sur les constructions d'actifs renouvelables au Brésil pour 438 millions d'euros compensée par la diminution des engagements contractuels relatifs aux champs solaires en Inde pour 310 millions d'euros.

16.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de l'exercice incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 70 millions d'euros au titre de 2021 contre 103 millions d'euros au titre de 2020.

NOTE 17 Instruments financiers

17.1 Actifs financiers

Principes comptables

Conformément aux principes de la norme IFRS 9 – *Instruments financiers*, les actifs financiers sont comptabilisés et évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur par capitaux propres, soit à la juste valeur par résultat en fonction des deux critères suivants :

- un premier critère relatif aux caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de chaque instrument. L'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels vise à déterminer si ces flux sont "uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts sur le principal restant dû" (dit test "SPPI" ou *Solely Payments of Principal and Interest*) ;
- un second critère relatif au modèle économique utilisé par l'entreprise pour gérer ses actifs financiers. La norme IFRS 9 définit trois modèles économiques différents. Un premier modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, un deuxième modèle dont l'objectif économique est atteint à la fois par la perception de flux de trésorerie contractuels et par la vente d'actifs financiers et les "autres" modèles économiques.

L'identification du modèle économique et l'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels nécessitent du jugement pour s'assurer que les actifs financiers sont classés dans la catégorie appropriée.

Lorsque l'actif financier est un placement dans un instrument de capitaux propres, et qu'il n'est pas détenu à des fins de transaction, le Groupe peut faire le choix irrévocable de présenter les profits et pertes sur ce placement en autres éléments du résultat global.

À l'exception des créances commerciales, qui sont évaluées conformément à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15, les actifs financiers sont, lors de leur comptabilisation initiale, évalués à leur juste valeur majorée, dans le cas d'un actif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur par résultat, des coûts de transaction directement attribuables à leur acquisition.

Lors de chaque clôture, les actifs financiers évalués selon la méthode du coût amorti ou à la juste valeur par capitaux propres (recyclable) font l'objet d'un test de dépréciation basé sur la méthode d'estimation des pertes de crédit attendues.

Les actifs financiers comprennent également les instruments financiers dérivés qui sont conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 évalués à leur juste valeur.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre la part non courante et courante sont présentées dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2021			31 déc. 2020		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	17.1	10 949	2 495	13 444	9 009	2 583	11 592
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres		*2 344*	*-*	*2 344*	*1 197*	*-*	*1 197*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat		*483*	*-*	*483*	*471*	*-*	*471*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres		*2 157*	*104*	*2 261*	*1 795*	*111*	*1 906*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat		*1 794*	*395*	*2 189*	*1 404*	*432*	*1 836*
Prêts et créances au coût amorti		*4 171*	*1 996*	*6 167*	*4 141*	*2 041*	*6 182*
Créances commerciales et autres débiteurs	8.2	-	32 556	32 556	-	14 295	14 295
Actifs de contrats	8.2	34	8 344	8 377	26	7 738	7 764
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	13 890	13 890	-	12 980	12 980
Instruments financiers dérivés	17.4	25 616	19 373	44 989	2 996	8 069	11 065
TOTAL		**36 599**	**76 657**	**113 256**	**12 031**	**45 665**	**57 696**

17.1.1 Autres actifs financiers

17.1.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres (OCI)

La norme IFRS 9 permet de faire le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations de la juste valeur d'un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction. Ce choix se fait instrument par instrument (c'est-à-dire, titre par titre). Les montants présentés dans les autres éléments du résultat global ne doivent pas être transférés ultérieurement au résultat y compris les résultats de cessions. La norme autorise cependant à transférer le cumul des profits et des pertes à une autre composante des capitaux propres. Les dividendes de tels placements sont comptabilisés en résultat à moins que le dividende ne représente clairement la récupération d'une partie du coût d'investissement.

Les instruments de capitaux propres comptabilisés dans cette rubrique concernent principalement les participations dans des sociétés non contrôlées par le Groupe et pour lesquelles l'option de valorisation par capitaux propres a été retenue compte tenu de leur caractère stratégique et long terme.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition, majorée des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, pour les instruments cotés, la juste valeur est déterminée sur base du cours de bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou de flux de trésorerie et la valeur de l'actif net.

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat

Les instruments de capitaux propres qui sont détenus à des fins de transaction ou pour lesquels le Groupe n'a pas fait le choix d'une valorisation en juste valeur par les autres éléments du résultat global sont évalués à la juste valeur par le compte de résultat.

Cette catégorie inclut essentiellement des participations du Groupe dans des sociétés non contrôlées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition.

Aux dates de clôture, en ce qui concerne les instruments cotés et ceux non cotés, les mêmes règles d'évaluation que celles décrites ci-dessus s'appliquent.

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
Au 31 décembre 2020	**1 197**	**471**	**1 668**
Acquisitions	1 261	88	1 348
Cessions	(264)	(32)	(296)
Variations de juste valeur	140	(19)	121
Variations de périmètre, change et divers	11	(26)	(15)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**2 344**	**483**	**2 827**
Dividendes	34	14	49

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 1 750 millions d'euros d'instruments cotés et 1 077 millions d'euros d'instruments non cotés. Ils comprennent notamment la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG pour un montant de 564 millions d'euros, ainsi que la participation résiduelle du Groupe dans SUEZ pour 227 millions d'euros, apportée à l'OPA en janvier 2022 (voir Note 27 "Évènements postérieurs à la clôture" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

17.1.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers dont la détention s'inscrit dans un modèle économique mixte de collecte et vente et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et aux intérêts (dit "SPPI"), sont évalués à la juste valeur par OCI (recyclable). Ceci implique un modèle d'évaluation mixte par le compte de résultat pour les intérêts (au coût amorti en utilisant la méthode dite du taux d'intérêt effectif), les dépréciations et les gains ou pertes de change et par OCI (recyclable) pour les autres gains ou pertes.

Cette rubrique reprend essentiellement des titres obligataires.

Les gains ou pertes de valeur de ces instruments sont comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI), à l'exception des éléments suivants, qui sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Lorsque l'actif financier est décomptabilisé, le gain ou la perte cumulés qui était précédemment comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est reclassé des capitaux propres en compte de résultat.

Instruments de dette à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels ne sont pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (dit "SPPI") ou dont la détention s'inscrit dans un "autre" modèle économique sont évalués à leur juste valeur par le compte de résultat.

Les placements du Groupe dans des fonds du type OPCVM sont comptabilisés dans cette rubrique. Ils sont considérés comme des instruments de dette, au sens de la norme IAS 32 – *Instruments financiers : Présentation*, compte tenu de l'existence d'une obligation de rachat des parts chez l'émetteur, et ce, sur simple demande du détenteur. Ils sont évalués à la juste valeur par résultat car les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels ne répondent pas au test dit SPPI.

En millions d'euros	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par résultat	Total
Au 31 décembre 2020	**1 895**	**11**	**1 238**	**598**	**3 742**
Acquisitions	1 260	(10)	2 559	55	3 864
Cessions	(909)	6	(2 450)	(60)	(3 413)
Variations de juste valeur	14	-	243	3	260
Variations de périmètre, change et divers	-	(7)	3	-	(4)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**2 260**	**1**	**1 593**	**595**	**4 449**

Les instruments de dette à la juste valeur au 31 décembre 2021 comprennent essentiellement les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 3 806 millions d'euros (voir Note 20.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), et des instruments liquides venant en réduction de l'endettement financier net pour 596 millions d'euros (respectivement 3 086 millions d'euros et 608 millions d'euros au 31 décembre 2020).

17.1.1.3 Prêts et créances au coût amorti

Principes comptables

Les prêts et créances financières détenus par le Groupe dans le cadre d'un modèle économique consistant à détenir l'instrument afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs à son principal et à ses intérêts (dit test "SPPI"), sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les éléments suivants sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Le Groupe a conclu des contrats de services ou des contrats *take-or-pay* qui sont ou contiennent des contrats de location et dans lesquels le Groupe agit comme bailleur et ses clients comme preneurs. Ces contrats font l'objet d'une analyse selon les principes d'IFRS 16 afin de déterminer s'ils qualifient de contrats de location simple ou de contrats de location-financement. Si un contrat transfère au client, le preneur, la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif, ce contrat est considéré comme un contrat de location-financement et une créance financière est constatée pour refléter le financement accordé par le Groupe à son client.

Les dépôts de garantie provenant des contrats de location sont également présentés dans cette rubrique. Ils sont comptabilisés à leur valeur nominale.

Il convient de se reporter à la Note 18 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie.

	31 déc. 2021			31 déc. 2020		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées	2 267	195	2 462	2 527	148	2 675
Autres créances au coût amorti	240	1 537	1 777	205	1 740	1 944
Créances de concessions	1 200	123	1 324	853	51	904
Créances de location financement	463	141	604	557	101	658
TOTAL	**4 171**	**1 996**	**6 167**	**4 141**	**2 041**	**6 182**

Les prêts et créances au coût amorti comprennent notamment le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 pour un montant total de 987 millions d'euros (y compris intérêts capitalisés).

Les créances de concession s'élèvent à 1 324 millions d'euros au 31 décembre 2021. Elles concernent les concessions de transport d'électricité Novo Estado et Gralha Azul au Brésil, réseaux en cours de construction.

Les dépréciations et pertes de valeur attendues sur prêts et créances au coût amorti s'élèvent à 228 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 204 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti sont les suivants :

		Évaluation ultérieure à l'acquisition	
En millions d'euros	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur attendue
Au 31 décembre 2021	223	(15)	(7)
Au 31 décembre 2020 [(1)]	283	(48)	1

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Au 31 décembre 2021, comme au 31 décembre 2020, le Groupe n'a pas enregistré de variation significative des pertes de valeur attendues sur les prêts et créances au coût amorti.

Créances de location financement

Ces contrats relèvent de la norme IFRS 16. Il s'agit de contrats d'achat/vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement notamment au titre des centrales de cogénération destinées à Wapda et NTDC (Uch – Pakistan).

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Paiements minimaux non actualisés	713	760
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	11	11
Total investissement brut	**724**	**771**
Produits financiers non acquis	**56**	**62**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**668**	**709**
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	*660*	*700*
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*9*	*9*

Les paiements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Au cours de la 1re année	122	130
De la 2e à la 5e année comprise	351	379
Au-delà de la 5e année	240	251
TOTAL	**713**	**760**

17.1.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrat

Les créances commerciales et autres débiteurs ainsi que les actifs de contrat sont présentés dans la Note 8.2 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats".

17.1.3 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes comptables

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme facilement convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7.

Les découverts bancaires sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

Les différents éléments de trésorerie et d'équivalents de trésorerie font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" s'élève à 13 890 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 12 980 millions d'euros au 31 décembre 2020. Il est composé d'OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour (45%), de dépôts à terme à moins d'un mois (37%) et de dépôts à moins de trois mois et autres produits (18%).

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des "obligations vertes" (voir Section 5.3 "Obligations vertes") et non encore alloués à des projets éligibles.

Il comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 172 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 68 millions d'euros au 31 décembre 2020. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 62 millions d'euros de disponibilités réservées à la couverture du paiement d'engagements financiers dans le cadre de financements de projets de certaines filiales.

Le résultat enregistré sur le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" au 31 décembre 2021 s'établit à 54 millions d'euros contre 44 millions d'euros en 2020.

17.1.4 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2021, les encours d'actifs financiers transférés (ainsi que les risques auxquels le Groupe reste exposé post transfert de ces actifs) dans le cadre d'opérations conduisant, (i) soit à un maintien de tout ou partie de ces actifs dans l'état de la situation financière, (ii) soit à leur décomptabilisation totale tout en conservant une implication continue dans ces actifs financiers, sont non matériels au regard des agrégats du Groupe.

Le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé à des ventes réelles et sans recours d'actifs financiers dont l'encours au 31 décembre 2021 s'élève à 2 204 millions d'euros.

17.1.5 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 915	3 716

Ce poste est principalement constitué de la valeur comptable des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

17.2 Passifs financiers

Principes comptables

Les emprunts et autres passifs financiers sont évalués selon la méthode du coût amorti en utilisant le taux d'intérêt effectif de l'emprunt.

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont comptabilisés en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces éléments sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc comptabilisés en résultat sur la durée de vie de l'emprunt sur la base du coût amorti.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit "incorporé". En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante "dérivé incorporé", à hauteur de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé et une composante "passif financier" déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

Ultérieurement, la dette est comptabilisée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif tandis que le dérivé est évalué à la juste valeur et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en "Passifs au coût amorti" pour les dettes financières, les dettes fournisseurs et autres créanciers, et les autres passifs financiers ;
- en "Passifs évalués à la juste valeur par résultat" pour les instruments financiers dérivés et pour les passifs financiers désignés comme tels.

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2021 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2021			31 déc. 2020		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	17.3	30 458	10 590	41 048	30 092	7 846	37 939
Fournisseurs et autres créanciers	17.2	-	32 822	32 822	-	17 307	17 307
Passifs de contrats	8.2	68	2 671	2 739	39	4 315	4 354
Instruments financiers dérivés	17.4	24 228	22 702	46 931	3 789	9 336	13 125
Autres passifs financiers		108	-	108	77	-	77
TOTAL		**54 863**	**68 785**	**123 648**	**33 997**	**38 805**	**72 802**

17.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Fournisseurs	32 197	16 890
Dettes sur immobilisations	625	417
TOTAL	**32 822**	**17 307**

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

L'augmentation du solde des fournisseurs provient essentiellement de la hausse du prix des matières premières.

17.2.2 Passifs de contrat

Les passifs de contrat sont présentés dans la Note 8.2 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats".

17.3 Endettement financier net

17.3.1 Endettement financier net par nature

		31 déc. 2021			31 déc. 2020		
En millions d'euros		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	Emprunts obligataires	24 035	2 205	26 240	24 724	1 446	26 170
	Emprunts bancaires	3 829	1 977	5 806	3 136	986	4 123
	Titres négociables à court terme		4 962	4 962		4 024	4 024
	Dettes de location	1 709	334	2 043	1 892	494	2 386
	Autres emprunts [1]	885	613	1 498	340	594	935
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		499	499		301	301
	Total emprunts	**30 458**	**10 590**	**41 048**	**30 092**	**7 846**	**37 939**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net [2]	(251)	(1 369)	(1 621)	(210)	(1 878)	(2 088)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie		(13 890)	(13 890)		(12 980)	(12 980)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette [3]	(147)	(41)	(187)	(306)	(107)	(413)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**30 060**	**(4 710)**	**25 350**	**29 577**	**(7 119)**	**22 458**

(1) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur pour 227 millions d'euros, les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés au passif pour 269 millions d'euros et l'impact du coût amorti pour 99 millions d'euros (contre respectivement 396, 262 et 117 millions d'euros au 31 décembre 2020)

(2) Ce montant inclut notamment les actifs liés au financement pour 47 millions d'euros, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie pour 596 millions d'euros et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif pour 977 millions d'euros (contre respectivement 55, 609 et 1 424 millions d'euros au 31 décembre 2020)

(3) Il s'agit de la composante taux de la juste valeur des instruments dérivés rentrant dans une relation de couverture de juste valeur de la dette ; ainsi que des composantes change et intérêts courus non échus de la juste valeur de l'ensemble des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture

La juste valeur des emprunts (hors dettes de location) s'élève au 31 décembre 2021 à 41 131 millions d'euros pour une valeur comptable de 39 000 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 11 "Résultat financier".

17.3.2 Réconciliation entre l'endettement financier net et les flux issus des activités de financement

En millions d'euros		31 déc. 2020	Flux issus des activités de finan-cement	Flux issus des activités opérationnelles et d'investis-sement et variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	Variation de juste valeur	Écarts de conversion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2021
Emprunts	Emprunts obligataires	26 170	(679)	-	-	284	465	26 240
	Emprunts bancaires	4 123	1 558	-	-	128	(3)	5 806
	Titres négociables à court terme	4 024	852	-	-	87	-	4 962
	Dettes de location [1]	2 386	(560)	-	-	25	191	2 043
	Autres emprunts	935	834	-	8	(2)	(277)	1 498
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	301	289	-	-	(3)	(88)	499
	Total emprunts	**37 939**	**2 293**	**-**	**8**	**520**	**288**	**41 048**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net	(2 088)	464	-	3	-	-	(1 621)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	(12 980)	-	(1 304)	-	(217)	610	(13 890)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	(413)	(75)	-	279	21	1	(187)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**22 458**	**2 683**	**(1 304)**	**289**	**324**	**899**	**25 350**

(1) Dettes de location : le montant de -560 millions d'euros dans la colonne "Flux issus des activités de financement" correspond aux paiements de la dette de location hors intérêts (le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location s'élève à 594 millions d'euros dont 34 millions d'euros d'intérêts)

17.3.3 Description des principaux événements de la période

17.3.3.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement financier net

Au cours de l'année 2021, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de 324 millions d'euros, dont 292 millions d'euros sur le dollar américain.

Les variations de périmètre et autres (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une diminution nette de 1 320 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période, qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 1 845 millions d'euros, incluant notamment la cession de 10% de GTT, la cession d'une partie de la participation dans la société Georgetown Energy Partners Holding, LLC aux États-Unis, la cession d'une partie de la participation dans la société GRTgaz, ainsi que la cession de la participation du Groupe dans la société ENGIE EPS SA (voir Note 5.1 "Cessions réalisées au cours de l'exercice 2021" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- du classement en "Activités destinées à être cédées" des entités du secteur reportable EQUANS et de la société Endel et ses principales filiales, se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 475 millions d'euros (voir Note 5.2 "Actifs destinés à être cédés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- des acquisitions réalisées sur l'exercice, qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de près de 1 milliard d'euros (voir Note 5.3 "Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2021" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

17.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2021 :

ENGIE SA

- le 18 janvier 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 900 millions d'euros, portant un coupon de 6,38% ;
- le 11 février 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 226 millions de livres sterling (252 millions d'euros), portant un coupon de 6,13% ;
- le 2 juin 2021, ENGIE SA a procédé à l'émission d'une obligation remboursable en actions GTT de 290 millions d'euros, à échéance au 2 juin 2024, portant un coupon de 0% ;
- le 10 juin 2021, ENGIE SA a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement et reconnu en dette financière la tranche de 363 millions d'euros de titres super-subordonnés (soit un montant total de 379 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres, portant un coupon de 4,75%. La dette a été remboursée le 10 juillet 2021 (voir Note 19.2.1 "Émission de titres super-subordonnées" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;

- le 1er septembre 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt bancaire de 400 millions d'euros, portant un coupon EURIBOR 12 mois plus une marge de 0,47% ;
- le 26 octobre 2021, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire verte d'un montant total de 1,5 milliard d'euros :
  - une tranche de 750 millions d'euros, portant un coupon de 0,375% et arrivant à échéance en octobre 2029 ;
  - une tranche de 750 millions d'euros, portant un coupon de 1% et arrivant à échéance en octobre 2036 ;
- le 23 novembre 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt bancaire de 100 millions d'euros, portant un coupon EURIBOR 6 mois plus une marge de 0,61% ;
- le 13 décembre 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement anticipé d'un emprunt obligataire de 750 millions d'euros, portant un coupon de 0,5% ;
- le 23 décembre 2021, ENGIE SA a procédé au tirage d'un emprunt de 253 millions d'euros, à échéance décembre 2031, portant un coupon de 0,42%.

Autres entités du Groupe

- au cours de l'année 2021, ENGIE Brasil Energia a procédé au tirage de plusieurs emprunts bancaires pour un montant total de 1 007 millions de real brésiliens (153 millions d'euros) et arrivant à échéance en mars 2044 ;
- au cours de l'année 2021, ENGIE Brasil Energia a procédé au tirage de plusieurs emprunts bancaires pour un montant total de 1 770 millions de real brésiliens (293 millions d'euros) et arrivant à échéance en mai 2044 ;
- le 1er juin 2021, ENGIE Energia Perù SA a souscrit à trois emprunts bancaires d'un montant total de 150 millions de dollars américains (127 millions d'euros) et arrivant à échéance en juin 2022 ;
- le 5 octobre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a souscrit à un emprunt bancaire de 50 millions d'euros, arrivant à échéance en avril 2024 ;
- le 5 octobre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a souscrit à un emprunt bancaire de 300 millions d'euros, arrivant à échéance en octobre 2022 ;
- le 22 décembre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a souscrit à un emprunt bancaire de 300 millions d'euros, arrivant à échéance en juin 2022 ;
- les 6, 10, 15 et 17 décembre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a procédé au tirage de quatre emprunts bancaires pour un montant total de 625 millions d'euros, et arrivant à échéance en janvier 2022.

17.4 Instruments financiers dérivés

Principes comptables

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de référence externe, une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré sera utilisée.

La variation de juste valeur des instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières (voir Note 18 "Risques liés aux instruments financiers" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

Les instruments financiers dérivés couvrent les contrats de type *swaps, options, futures, swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites "normales" et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IFRS 9. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est conclu et maintenu en vue de la réception ou la livraison physique des matières premières, selon les besoins prévus par le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

En complément, il convient de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats similaires et que ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité et de gaz offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IFRS 9. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

Dérivés incorporés

Au niveau du Groupe, les principaux contrats susceptibles de contenir des dérivés dits "incorporés" sont les contrats contenant des clauses ou options pouvant affecter le prix, le volume ou la maturité du contrat. Il s'agit en particulier des contrats d'achat ou de vente d'actifs non financiers dont le prix est susceptible d'être révisé en fonction d'un index, du cours d'une monnaie étrangère ou du prix d'un autre actif que celui sous-jacent au contrat.

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat hybride comprenant également un contrat hôte non dérivé, qui a pour effet de faire varier certains des flux de trésorerie de l'instrument composé d'une manière similaire à un dérivé autonome.

Lorsqu'un contrat hybride comporte un contrat hôte qui est un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le Groupe applique les principes de présentation et d'évaluation décrit au paragraphe 18.1. à l'intégralité du contrat hybride.

À l'inverse, lorsque le contrat hybride comporte un contrat hôte qui n'est pas un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le dérivé incorporé doit être séparé du contrat hôte et être comptabilisé en tant que dérivé si et seulement si :

- les caractéristiques économiques et les risques que présente le dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques que présente le contrat hôte ;
- un instrument autonome qui comporterait les mêmes conditions que le dérivé incorporé entrerait dans la définition d'un dérivé ; et
- le contrat hybride n'est pas évalué à la juste valeur avec comptabilisation des variations de la juste valeur en résultat net (c'est-à-dire qu'un dérivé qui est incorporé dans un passif financier à la juste valeur par le biais du résultat net n'est pas séparé).

Lorsqu'un dérivé incorporé à un contrat hôte est séparé, il est évalué dans l'état de la situation financière à la juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat (lorsque le dérivé incorporé n'est pas documenté dans une relation de couverture).

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés dans l'état de la situation financière à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de (i) couverture de juste valeur d'un actif ou passif, (ii) couverture de flux de trésorerie ou (iii) couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

Couverture de juste valeur

Une couverture de juste valeur permet de se prémunir contre le risque provenant des variations de juste valeur d'actifs, de passifs, tels que prêts et emprunts à taux fixe ou d'actifs, de passifs ou d'engagements fermes en devises étrangères.

Les variations de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées en résultat de la période. De manière symétrique, l'élément couvert est réévalué au titre du risque couvert par le résultat de la période même si l'élément couvert est normalement dans une catégorie dans laquelle les variations de juste valeur sont comptabilisées en autres éléments du résultat global. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits dans l'état de la situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de la situation financière, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf si l'entité s'attend à ce que la transaction prévue ne se réalise pas : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

De façon similaire à la couverture de flux de trésorerie, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace attribuable au risque de change couvert et en résultat pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont repris en résultat à la date de liquidation ou de cession de l'investissement net.

Instruments dérivés de couverture : identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture.

La démonstration de l'efficacité des couvertures est conduite de façon prospective et rétrospective. Elle est établie par recours à différentes méthodologies, principalement fondées sur la comparaison entre variations de juste valeur ou de flux de trésorerie sur l'élément couvert et sur l'instrument de couverture. Le Groupe retient également les méthodes fondées sur les analyses de corrélation statistique entre historiques de prix.

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

Il s'agit notamment des instruments financiers dérivés correspondant à des couvertures économiques mais qui n'ont pas été ou ne sont plus documentés dans des relations de couverture comptable.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'a pas été (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur successives sont comptabilisées directement en résultat de la période, au sein (i) du résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers et (ii) du résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés dans l'état de la situation financière en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois et en non courant pour les autres.

Évaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Les modèles utilisés pour évaluer ces instruments intègrent des hypothèses basées sur des données de marché :

- la juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- la juste valeur des contrats de change à terme et des *swaps* de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;
- la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*) et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;
- dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

Ces instruments sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur, sauf dans le cas où leur évaluation dépend significativement de paramètres non observables. Dans ce dernier cas, ils sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur. Il s'agit le plus souvent d'instruments financiers dérivés dont la maturité excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou dont certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

Sauf cas d'accord de collatéralisation ou autres accords de compensation, le risque de contrepartie est incorporé dans la juste valeur des instruments dérivés actifs et passifs. Il est calculé selon la méthode dite des "pertes attendues" ("*Expected loss*") et tient compte de l'exposition au risque de défaut, de la probabilité de défaut ainsi que du taux de perte en cas de défaut. La probabilité de défaut est déterminée sur la base des notations de crédit ("*credit rating*") attribuées à chaque contrepartie (approche dite "des probabilités historiques").

Compensation des actifs et passifs financiers dans l'état de la situation financière

Les actifs et passifs financiers font l'objet d'une présentation nette dans l'état de la situation financière lorsque les critères de compensation de la norme IAS 32 sont remplis. La compensation porte sur des instruments conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge). En particulier, la compensation des actifs et passifs dérivés relatifs à des matières premières est réalisée pour des transactions conclues avec une même contrepartie, dans la même devise, par type de matière première et point de livraison et ayant des maturités identiques.

Les instruments financiers dérivés à l'actif et au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

	31 déc. 2021						31 déc. 2020					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	370	130	501	224	89	313	619	147	766	313	39	353
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	24 474	19 190	43 664	22 335	22 507	44 842	1 163	7 879	9 042	945	9 252	10 197
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [1]	772	52	824	1 670	106	1 775	1 214	43	1 257	2 530	45	2 575
TOTAL	**25 616**	**19 373**	**44 989**	**24 228**	**22 702**	**46 931**	**2 996**	**8 069**	**11 065**	**3 789**	**9 336**	**13 125**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net

Au 31 décembre 2021, les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments, au passif, comprennent notamment la juste valeur de l'option incorporée à l'obligation échangeable en actions GTT pour un montant de 55 millions d'euros.

La hausse du solde des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières est liée à la volatilité extrême des prix des matières premières intervenue en 2021, ces dérivés ont pour échéance principalement 2022 et 2023.

17.4.1 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale exécutoires ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière [1]	Autres accords de compen-sation [2]	Montant net Total	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière [1]	Autres accords de compen-sation [2]	Montant net Total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	75 043	43 664	(9 282)	34 383	9 466	9 042	(5 198)	3 844
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 325	1 325	(269)	1 056	2 023	2 023	(200)	1 822
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(76 220)	(44 842)	4 987	(39 855)	(10 621)	(10 197)	6 307	(3 890)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 089)	(2 089)	977	(1 111)	(2 928)	(2 928)	1 362	(1 566)

(1) Montant net présenté dans l'état de la situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32. Compte tenu de la volatilité extrême des prix des matières premières, cette compensation génère des effets importants au bilan en 2021 et porte principalement sur des dérivés OTC conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge)

(2) Les autres accords de compensation comprennent les collatérals et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

17.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

17.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)	7 276	5 556	-	1 720	5 410	3 693	-	1 718
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	*2 344*	*1 524*	-	*820*	*1 197*	*421*	-	*775*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	*483*	*227*	-	*256*	*471*	*185*	-	*286*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	*2 261*	*2 254*	-	*7*	*1 906*	*1 895*	-	*11*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	*2 189*	*1 552*	-	*637*	*1 836*	*1 191*	-	*645*
Instruments financiers dérivés	44 989	177	41 606	3 206	11 065	4	10 216	844
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*501*	-	*501*	-	*766*	-	*766*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management [1]	*35 381*	-	*35 306*	*75*	*1 967*	-	*1 717*	*250*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading [1]	*8 284*	*177*	*4 975*	*3 131*	*7 075*	*4*	*6 477*	*594*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*824*	-	*824*	-	*1 257*	-	*1 257*	-
TOTAL	**52 266**	**5 734**	**41 606**	**4 926**	**16 475**	**3 697**	**10 216**	**2 562**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 17.4 "Instruments financiers dérivés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)

La variation des instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)
Au 31 décembre 2020	**775**	**11**	**286**	**645**	**1 718**
Acquisitions	44	(4)	88	60	189
Cessions	(26)	6	(32)	(76)	(127)
Variations de juste valeur	15	-	(60)	5	(40)
Variations de périmètre, change et divers	12	(7)	(26)	3	(18)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**821**	**7**	**256**	**637**	**1 721**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					17

Instruments financiers dérivés

La variation des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières afférents aux activités de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Net Actif/(Passif)
Au 31 décembre 2020	**(836)**
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	534
Dénouements	(85)
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	141
Juste valeur nette enregistrée en résultat	**(247)**
Gains/(pertes) Day-One différés	37
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(210)**

17.5.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	4 255	-	4 255	-	4 812	-	4 812	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	36 875	24 262	12 613	-	34 223	25 039	9 184	-
Instruments financiers dérivés	46 931	-	43 515	3 415	13 125	89	11 355	1 681
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*313*	-	*313*	-	*353*	-	*353*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management (1)	*35 458*	-	*34 374*	*1 084*	*1 694*	*4*	*1 428*	*261*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading (1)	*9 384*	-	*7 053*	*2 331*	*8 503*	*85*	*6 999*	*1 419*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 775*	-	*1 775*	-	*2 575*	-	*2 575*	-
TOTAL	**88 061**	**24 262**	**60 383**	**3 415**	**52 160**	**25 128**	**25 352**	**1 681**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 17.4 "Instruments financiers dérivés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

Les autres dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. La juste valeur de ces emprunts est déterminée à partir des flux futurs actualisés et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement.

NOTE 18 Risques liés aux instruments financiers

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle".

18.1 Risques de marché

18.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) ; et
- les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz naturel, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO_2 et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

18.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergies, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2021 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

Analyse de sensibilité (1)

		31 déc. 2021		31 déc. 2020	
En millions d'euros	**Variations de prix**	**Impact sur le résultat avant impôts**	**Impact sur les capitaux propres avant impôts**	**Impact sur le résultat avant impôts**	**Impact sur les capitaux propres avant impôts**
Produits pétroliers	+10 $US/bbl	19	159	119	266
Gaz naturel	+3 €/MWh	298	624	379	537
Électricité	+5 €/MWh	(110)	(49)	(90)	(39)
Charbon	+10 $US/ton	-	-	-	1
Droits d'émission de gaz effet de serre	+2 €/ton	(134)	-	(116)	1
EUR/USD	+10%	16	83	37	-
EUR/GBP	+10%	(49)	(6)	(6)	7

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de portfolio management

18.1.1.2 Activités de *trading*

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement :

- au sein d'ENGIE Global Markets et d'ENGIE Energy Management. Les missions de ces sociétés contrôlées à 100% par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs, (ii) concevoir et mettre en œuvre des solutions de gestion des risques d'évolution des prix des énergies pour des clients internes et externes ;
- au sein d'ENGIE SA au titre de l'optimisation d'une partie de son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité et d'une partie

de son portefeuille de contrats de ventes de gaz auprès des entités commercialisatrices en France et au Benelux et des centrales électriques en France et en Belgique.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 1 011 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 629 millions d'euros en 2020).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *Value at Risk* (*VaR*) fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La *VaR* représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La *VaR* ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la *VaR*. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La *VaR* présentée ci-après correspond aux *VaR* globales des entités de *trading* du Groupe.

Value at Risk

En millions d'euros	31 déc. 2021	2021 moyenne (1)	Maximum 2021 (2)	Minimum 2021 (2)	2020 moyenne (1)
Activités de trading	22	10	46	4	10

(1) Moyenne des VaR quotidiennes
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2021

18.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges*), en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, pour réduire les risques sur matières premières liés principalement aux flux de trésorerie futurs de ventes et d'achats fermes ou anticipés de matières premières. Ces instruments peuvent être réglés en net ou par livraison physique.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	24 474	10 906	(22 335)	(13 123)	1 163	804	(945)	(749)
Couverture de flux de trésorerie	*2 643*	*5 141*	*(1 533)*	*(3 796)*	*225*	*291*	*(250)*	*(205)*
Autres instruments financiers dérivés	*21 831*	*5 765*	*(20 802)*	*(9 327)*	*938*	*514*	*(695)*	*(544)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	8 284	-	(9 384)	-	7 075	-	(8 503)
TOTAL	**24 474**	**19 190**	**(22 335)**	**(22 507)**	**1 163**	**7 879**	**(945)**	**(9 252)**

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

18.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	2 194	4 792	(1 044)	(2 971)	168	236	(178)	(159)
Électricité	195	171	(215)	(439)	1	3	(3)	(5)
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-
Pétrole	246	176	(274)	(386)	54	50	(68)	(41)
Autres (1)	9	2	-	-	2	2	(1)	-
TOTAL	**2 643**	**5 141**	**(1 533)**	**(3 796)**	**225**	**291**	**(250)**	**(205)**

(1) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières

Montants notionnels (nets) (1)

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

	Unité	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021
Gaz naturel	*GWh*	166 636	65 864	10 944	(9 930)	(10 369)	-	223 145
Électricité	*GWh*	(3 986)	(4 501)	(1 230)	(35)	(15)	(62)	(9 829)
Charbon	*Milliers de tonnes*	23	-	-	-	-	-	23
Produits pétroliers	*Milliers de barils*	(11 767)	(11 548)	(11 511)	-	-	-	(34 826)
Change	*Millions d'euros*	14	-	-	-	-	-	15
Droits d'émission de gaz à effet de serre	*Milliers de tonnes*	117	83	28	31	-	-	259

(1) Position acheteuse/(vendeuse)

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

	31 déc. 2021				31 déc. 2020	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	7 784	(5 329)	2 455	15 590	61	126 189
TOTAL	**7 784**	**(5 329)**	**2 455**	**15 590**	**61**	**126 189**

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres (1)	Part inefficace comptabilisée en résultat (1)	Montant reclassé des capitaux propres en résultat (1)	Ligne du compte de résultat
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	15 590	2 455		4 049	26	(42)	Résultat opérationnel courant
	Éléments couverts			4 070				

(1) Gains/(pertes)

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2021 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures.

Maturité des instruments financiers dérivés de matières premières désignés comme couverture de flux de trésorerie

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Juste valeur des dérivés par date de maturité	1 355	858	179	54	10	-	2 455	154

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

	Couverture de flux de trésorerie
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières
Au 31 décembre 2020	**54**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	4 133
Montant recyclé des capitaux propres en résultat	(93)
Écarts de conversion	-
Variations de périmètre et autres	-
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**4 094**

18.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent :

- les contrats de vente et d'achat de matières premières qui n'ont pas été mis en place ou ne continuent pas d'être détenus afin de donner lieu à un achat ou à une vente avec livraison de volumes auxquels s'attend le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation dans le cadre de son exploitation ;
- les dérivés incorporés ; et
- les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IFRS 9 ou que le Groupe a décidé de ne pas qualifier de couverture.

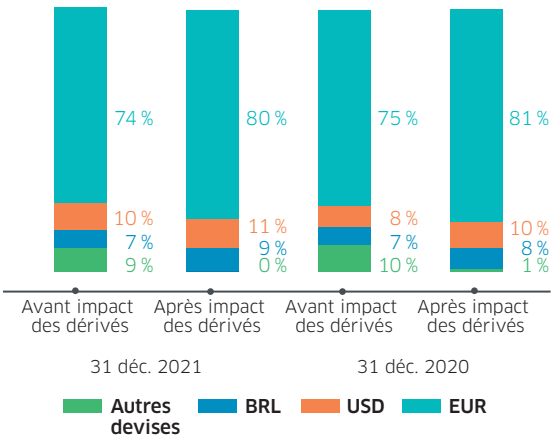
18.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession, et (iii) un risque translationnel qui provient de la conversion lors de la consolidation des éléments du bilan et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

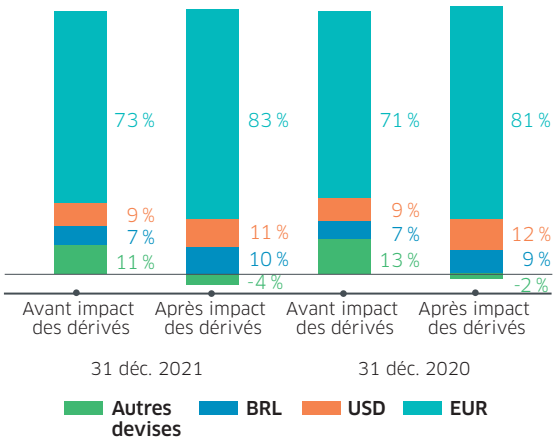
18.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

Encours des emprunts



Endettement financier net



18.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

L'analyse de sensibilité du compte de résultat financier au risque de change (hors impact de conversion du résultat des entités étrangères) a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers gérés par la trésorerie et présentant un risque de change (y compris les instruments financiers dérivés).

L'analyse de sensibilité des capitaux propres au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

	31 déc. 2021			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+10% [1]	-10% [1]	+10% [1]	-10% [1]
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière [2]	38	(38)	NA	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net [3]	NA	NA	254	(254)

(1) +(-) 10% : dépréciation (appréciation) de 10% de l'ensemble des devises face à l'euro
(2) Hors dérivés qualifiés de couvertures d'investissement net
(3) Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert

18.1.4 Risque de taux d'intérêt

L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et pour ce faire, la politique du Groupe est donc d'opérer un arbitrage entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé ("taux variable cappé") au niveau de la dette nette du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

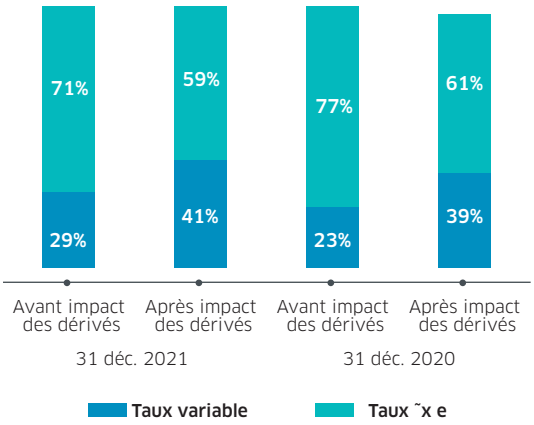
Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des swaps et des options de taux.

Afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a un portefeuille de pré-couvertures de taux d'intérêt à terme 2023, 2024, 2025, 2027 et 2028, sur des maturités de 10 ans à 20 ans sur chacun des volumes initiés.

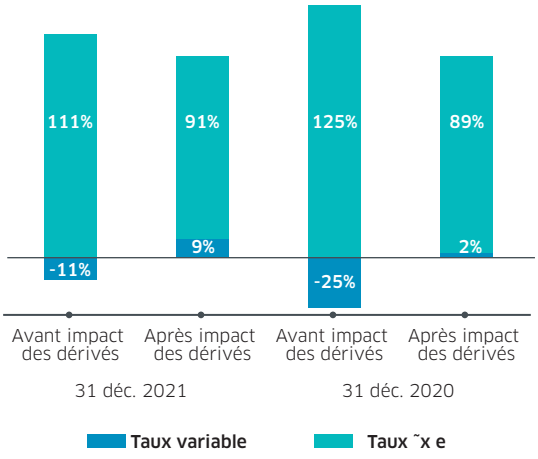
18.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

Encours des emprunts



Endettement financier net



18.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette nette) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

	31 déc. 2021			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Charge nette d'intérêts sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(19)	19	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	60	(95)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	503	(649)

18.1.5 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

18.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue trois sources de risque de change principales :

- **risque transactionnel lié aux opérations courantes**

  Le risque transactionnel lié aux opérations courantes désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations de change sur l'activité et les opérations financières libellées dans une devise autre que la monnaie fonctionnelle.

  La gestion du risque transactionnel lié aux opérations courantes est intégralement déléguée à toutes les filiales pour leurs activités, tandis que les risques liés aux activités centrales sont gérés au niveau du siège.

Les risques FX liés aux activités opérationnelles sont systématiquement couverts lorsque les flux financiers associés sont certains, avec un horizon de couverture correspondant au minimum à l'horizon du plan à moyen terme. Pour les flux de trésorerie qui ne sont pas certains, dans leur intégralité, la couverture est initialement basée sur un volume "sans regrets". Les expositions sont suivies et gérées sur la base de la somme des flux de trésorerie nominaux en devises, y compris les montants hautement probables et les couvertures associées.

Pour les risques FX associés aux activités financières, toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes. Les expositions sont suivies sur la base de la somme nette des éléments FX inscrits au bilan ;

- **risque transactionnel lié aux projets**

  Le risque transactionnel lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX sur des opérations majeures particulières, telles que des projets d'investissements, des acquisitions, des cessions et des projets de restructurations, mettant en jeu plusieurs devises.

  La gestion de ces risques FX comprend la définition et la mise en place de couvertures tenant compte de la probabilité de risque (y compris la probabilité de réalisation du projet) et de son évolution, ainsi que la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé. Le management a pour objectif de s'assurer de la viabilité et de la rentabilité des transactions ;

- **risque translationnel**

  Le risque translationnel désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX pour les entités consolidées dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro, et concerne la conversion de leurs résultats et de leurs actifs nets.

  Le risque translationnel est géré de façon centralisée avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

  La pertinence de la couverture de ce risque translationnel est évaluée régulièrement pour chaque devise (au minimum) ou ensemble d'actifs libellés dans la même devise, compte tenu notamment de la valeur des actifs et des coûts de couverture.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a recours essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de change :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré comprenant des opérations de change à terme, des *swaps* FX, des *swaps* de devises et opérations croisées de devises, des options FX classiques ou des combinaisons de ces instruments (*calls, puts* ou *collars*) ;
- des éléments monétaires : dette, trésorerie et emprunts.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, dans certains cas, le montant, des flux de trésorerie futurs en devises couverts

18.1.5.2 Gestion du risque de taux

Le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt par ses activités de financement et d'investissement. Le risque de taux d'intérêt désigne un risque financier découlant des fluctuations des taux d'intérêt de référence, qui peuvent augmenter le coût de la dette et affecter la viabilité des investissements. Les taux d'intérêt de référence sont les taux d'intérêt du marché, tels que l'EURIBOR et le LIBOR, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

Réforme des taux interbancaires de référence

Depuis 2020, le Groupe a défini une organisation dédiée à la gestion de la transition en mettant en place un groupe de travail *ad hoc* réunissant la direction financière, la direction juridique et l'administration des systèmes d'information. Ce groupe de travail a cartographié et priorisé les impacts de la réforme sur le plan de la documentation financière, la gestion opérationnelle et les systèmes de gestion. Il s'est fixé notamment un calendrier d'avancement pour répondre aux évolutions nécessaires.

Les principaux taux utilisés par le Groupe concernés par la réforme sont l'Eonia, le Libor USD, le Libor GBP et l'Euribor.

Au cours de l'exercice 2021, le Groupe a modifié les conditions de rémunération des CSA (*Credit Support Annex*) sur les instruments dérivés collatéralisés portés par les véhicules centraux. Ainsi le taux de référence Eonia a été remplacé par l'Ester et de ce fait a modifié les courbes de référence utilisées pour la valorisation des instruments dérivés concernés. Ces évolutions ont donné lieu à un versement d'une compensation financière au second semestre 2021 de 8,5 millions d'euros, comptabilisée en contrepartie d'un ajustement de valeur des instruments financiers dérivés.

Dans le cadre de la transition IBOR, le Groupe a choisi de remplacer les taux de référence IBOR par un taux sans risque *overnight* capitalisé. Le Groupe a ainsi remplacé le Libor GBP par le Sonia sur l'ensemble des instruments financiers concernés nécessitant la renégociation des contrats de financements et des clauses de *fallback* ainsi qu'une adaptation des systèmes d'information. Aucun impact n'est à constater sur la modification du taux de référence en date de transition. Le Groupe prévoit également le remplacer le Libor USD par le SOFR d'ici la date de cessation de publication, le 30 juin 2023.

Les deux principales sources de risque de taux d'intérêt sont les suivantes :

- **risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe**

  Le risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe désigne l'impact financier des fluctuations des taux de référence sur la dette et le portefeuille de trésorerie découlant des activités de financement récurrentes. Ce risque est principalement géré de manière centralisée.

  Les objectifs de la gestion des risques sont, par ordre d'importance :

  – de protéger la viabilité à long terme des actifs ;
  – d'optimiser les coûts de financement et d'assurer la compétitivité, et
  – de minimiser les incertitudes entourant le coût de la dette.

  Le risque de taux d'intérêt est géré activement en suivant l'évolution des taux d'intérêt du marché et leur impact sur la dette brute et nette du Groupe ;

- **risque de taux d'intérêt lié aux projets**

  Le risque de taux d'intérêt lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations des taux de référence sur des opérations majeures particulières telles que des projets d'investissement, d'acquisition, de cession et de restructuration. Le risque de taux d'intérêt après la réalisation d'une opération est considéré comme lié aux opérations courantes (voir le paragraphe "Risque de taux d'intérêt" plus haut).

  La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques a pour objectif de protéger la viabilité économique des projets, des acquisitions, des cessions et des restructurations contre les évolutions défavorables des taux d'intérêt. Pour ce faire, des couvertures peuvent être mises en place en fonction d'un certain nombre de facteurs, dont la probabilité de réalisation, la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a recours essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré permettant de gérer les taux d'intérêt de référence. Ces instruments comprennent :
  - des *swaps*, pour transformer la nature du paiement d'intérêts sur les dettes, généralement en les passant d'un taux fixe à un taux variable ou l'inverse, et
  - des options classiques de taux d'intérêt ;
- des *caps*, des *floors* et des *collars* permettant de limiter l'impact des fluctuations des taux d'intérêt en fixant des planchers et plafonds pour les taux d'intérêt variables.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement de l'évolution de la qualité de crédit des contreparties et des charges liées, ainsi que des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

18.1.5.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture lorsque cela est possible et pertinent pour gérer le risque de change et le risque de taux d'intérêt, et gère également un portefeuille d'instruments dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette nette et de change.

Le Groupe a recours aux trois méthodes pour la comptabilité de couverture : couverture de flux de trésorerie, couverture de juste valeur et couverture d'investissement net.

En règle générale, le Groupe redéfinit rarement les relations de couverture, ne désigne pas de composantes de risques spécifiques comme un élément couvert et ne désigne pas les expositions de crédit comme évaluées à la juste valeur par résultat.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les *swaps* de taux d'intérêt ou les opérations croisées de devises qui transforment la dette à taux fixe en dette à taux variable.

Les couvertures de flux de trésorerie sont principalement utilisées pour couvrir les flux de trésorerie futurs en devises, les dettes à taux variable et les besoins de refinancement futurs.

Les instruments de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* FX et des contrats à terme.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	370	130	(224)	(89)	619	147	(313)	(39)
Couverture de juste valeur	261	97	(24)	(35)	526	14	(48)	(3)
Couverture de flux de trésorerie	36	1	(121)	(4)	8	7	(220)	(8)
Dérivés non qualifiés de couverture	73	33	(79)	(51)	85	126	(46)	(28)
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	772	52	(1 670)	(50)	1 214	43	(2 530)	(45)
Couverture de flux de trésorerie	110	9	(264)	-	30	3	(768)	(11)
Couverture d'investissement net	6	-	(20)	-	55	-	(4)	-
Dérivés non qualifiés de couverture	656	44	(1 385)	(51)	1 130	40	(1 758)	(33)
TOTAL	**1 142**	**183**	**(1 894)**	**(140)**	**1 833**	**189**	**(2 844)**	**(84)**

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants relatifs au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants de marché. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix ou à l'évolution des notations de crédit, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

Montant, échéances et incertitudes des flux de trésorerie futurs

Le tableau ci-après présente, au 31 décembre 2021, un profil des échéances des valeurs nominales des instruments de couverture.

En millions d'euros

Payeur/ Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	CCS	EUR	(32)	(1)	(2)	(2)	(3)	(4)	(19)
			USD	(1 079)	(662)	(88)	(110)	(83)	(90)	(44)
			GBP	(1 904)	-	-	-	-	-	(1 904)
			HKD	(260)	-	-	-	-	-	(260)
			JPY	(345)	(77)	(115)	(153)	-	-	-
			PEN	(215)	-	(36)	(17)	-	(55)	(106)
			Autres devises	(348)	-	-	(219)	(74)	-	(54)
Acheteur	Fixe	CCS	EUR	2 568	-	-	216	75	-	2 277
			USD	263	-	44	21	-	67	130
			Autres devises	35	1	2	3	3	4	22
	Variable	CCS	EUR	953	680	129	144	-	-	-
		CCS	BRL	345	-	82	100	79	84	-

En millions d'euros

Payeur/ Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CAP	EUR	4	1	1	1	-	-	-
		IRS	EUR	9 055	974	(839)	(440)	383	1 342	7 634
			USD	1 516	(1)	960	3	506	3	44
			Autres devises	72	1	3	3	3	4	58
	Variable	IRS	EUR	16 652	5 574	1 600	500	515	2 050	6 413
			BRL	293	169	124	-	-	-	-

Les tableaux présentés ci-dessus excluent les instruments dérivés de change (à l'exception des opérations croisées de devises ou "CCS"). Leurs dates de maturité sont alignées sur celles des éléments couverts.

La gestion des risques FX et taux d'intérêt conduit à une sensibilité FX détaillée dans la Note 18.1.3.2 "Analyse de sensibilité au risque de change" et à un coût moyen de la dette de 2,63%, présenté dans la Note 11 "Résultat financier".

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

Dérivés de change

	31 déc. 2021				31 déc. 2020	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	53	(306)	(253)	3 201	(628)	3 779
Couverture d'investissement net	6	(20)	(14)	2 794	50	1 999
Dérivés non qualifiés de couverture	37	(77)	(39)	10 166	73	6 907
TOTAL	**96**	**(402)**	**(306)**	**16 161**	**(504)**	**12 686**

Dérivés de taux

	31 déc. 2021				31 déc. 2020	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	358	(59)	299	4 203	495	4 622
Couverture de flux de trésorerie	102	(84)	17	2 110	(331)	2 497
Dérivés non qualifiés de couverture	763	(1 473)	(710)	18 933	(569)	17 910
TOTAL	**1 222**	**(1 616)**	**(394)**	**25 246**	**(405)**	**25 029**

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur [1]	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres [2]	Part inefficace comptabilisée en résultat [2]	Montant reclassé des capitaux propres en résultat [2]	Ligne du compte de résultat
Couverture de juste valeur	Instruments de couverture	4 203	299	299	NA	(2)	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts [3][4]	3 967	227	(557)	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	5 310	(235)	(168)	(605)	(30)	64	Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			158				
Couverture d'investissement net	Instruments de couverture	2 794	(14)	(11)	217	NA	(2)	Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			11				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de 227 millions d'euros, est présenté en emprunts à long terme et à court terme
(2) Gains/(pertes)
(3) La différence entre la variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace relative aux instruments de couverture et celle relative aux éléments couverts correspond au cout amorti des dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur
(4) Dont 74 millions d'euros liés à des éléments de couverture qui ont cessé d'être ajustés du fait de la déqualification de la relation de couverture de juste valeur

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2021 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures. Pour les couvertures de juste valeur, le même principe s'applique aux éléments couverts.

Au 31 décembre 2021, aucun impact significatif en termes d'inefficacité ou de déqualification de certaines couvertures n'a été constaté à la clôture.

Maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt désignés comme couverture de flux de trésorerie

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(13)	(10)	(9)	(2)	(7)	(194)	(235)	(958)

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

	Couverture de flux de trésorerie			Couverture d'investissement net
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette – couverture du risque de change (1)(3)	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de taux d'intérêt (1)(3)	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change (2)(3)	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change (2)(4)
Au 31 décembre 2020	**46**	**(1 203)**	**12**	**(156)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres		588	17	(217)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat		(64)	-	2
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	(1)	(71)	(2)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**45**	**(751)**	**27**	**(371)**

(1) Couverture de flux de trésorerie relative à des périodes données
(2) Couverture de flux de trésorerie relative à des transactions données
(3) Comprend -586 millions d'euros de réserves pour lesquelles la comptabilité de couverture a été abandonnée
(4) L'intégralité des réserves porte sur des relations de couverture poursuivies

18.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaut de ses contreparties (clients, fournisseurs, entrepreneurs EPC *(engineering, procurement, construction)*, partenaires, intermédiaires, banques). Un défaut peut affecter les paiements, la livraison des marchandises et/ou la performance des actifs.

Les principes de gestion du risque de contrepartie sont énoncés dans la politique de gestion du risque de contrepartie du Groupe, qui :

- attribue les rôles et les responsabilités pour gérer et contrôler le risque de contrepartie à différents niveaux (*Corporate*, BU ou entité), et veille à la mise en place de procédures opérationnelles cohérentes dans l'ensemble du Groupe ;
- caractérise le risque de contrepartie et les mécanismes à travers lesquels il impacte la performance économique et les états financiers du Groupe ;
- définit des indicateurs, le *reporting* et les mécanismes de contrôle afin d'assurer une visibilité et de disposer des outils de gestion de la performance financière ; et
- élabore des lignes directrices sur l'utilisation de mécanismes d'atténuation tels que les garanties et les sûretés, qui sont largement utilisés par certaines activités.

Selon la nature de l'activité, le Groupe est exposé à différents types de risque de contrepartie. Certaines activités ont recours à des instruments de garantie – notamment l'activité Energy Management, où l'utilisation d'appels de marge et autres types de sûretés financières (cadre juridique normalisé) est une pratique habituelle du marché ; par ailleurs, d'autres activités peuvent dans certains cas demander des garanties à leurs contreparties (garanties de la société mère, garanties bancaires, etc.).

Dans le cadre de la nouvelle norme IFRS 9, le Groupe a défini et appliqué une méthodologie à l'ensemble du Groupe, qui prévoit deux approches distinctes :

- une approche par portefeuille, dans laquelle le Groupe détermine que :
  - des portefeuilles et sous-portefeuilles de clients cohérents doivent être regroupés (portefeuilles avec risque de crédit comparable et/ou comportement comparable en matière de paiement), compte tenu des éléments suivants :
    - contreparties publiques ou privées,
    - contreparties domestiques ou *BtoB*,
    - géographie,
    - type d'activité,
    - taille de la contrepartie, et
    - tout autre élément que le Groupe pourrait considérer pertinent,
  - les taux de dépréciation doivent être déterminés sur la base des antériorités historiques et, lorsqu'une corrélation est établie et une documentation possible, il faut ajuster ces données historiques avec des éléments prospectifs ; et
- une approche individualisée pour les contreparties importantes pour laquelle le Groupe a établi des règles définissant les phases du calcul de la perte de crédit attendue de l'actif concerné :
  - phase 1 : couvre les actifs financiers qui n'ont pas connu de détérioration significative depuis leur comptabilisation initiale. Les pertes de valeur attendues pour la phase 1 sont calculées sur les 12 mois suivants ;
  - phase 2 : couvre les actifs financiers dont le risque de crédit a augmenté de façon significative. Les pertes de valeur attendues pour la phase 2 sont calculées sur la durée de vie. La décision de faire passer un actif de la phase 1 à la phase 2 est fondée sur certains critères, tels que :
    - une dégradation significative de la solvabilité de la contrepartie et/ou de sa société mère et/ou de son garant (le cas échéant),

- une évolution défavorable importante de l'environnement réglementaire,
- une évolution du risque politique ou du risque pays, et
- tout autre élément que le Groupe peut considérer pertinent.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 30 jours, l'affectation à la phase 2 n'est pas systématique tant que le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 30 jours, ceci ne constitue pas une augmentation significative du risque de crédit depuis la comptabilisation initiale,

– phase 3 : couvre les actifs pour lesquels un défaut a déjà été observée, tels que :
- lorsqu'il existe des preuves de difficultés financières significatives et persistantes de la contrepartie,
- lorsqu'il existe des preuves d'un défaut de soutien d'une société mère pour sa filiale (dans ce cas, la filiale est la contrepartie du Groupe), et
- lorsque l'une des entités du Groupe a engagé une procédure judiciaire pour défaut de paiement à l'encontre de la contrepartie.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 90 jours, la présomption peut être réfutée si le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 90 jours, ceci n'indique pas un défaut de la contrepartie.

La formule des pertes de valeur attendues aux phases 1 et 2 est égale à : EAD x PD x LGD, où

- pour les pertes de valeur attendues sur les 12 mois suivants, l'exposition en cas de risque de défaut (EAD) est égale à la valeur comptable de l'actif financier, à laquelle sont appliquées la probabilité de défaut (PD) appropriée et le taux de perte en cas de défaut (LGD) ;
- pour les pertes de valeur attendues sur la durée de vie, la méthode de calcul retenue consiste à identifier l'évolution de l'exposition pour chaque exercice, notamment le calendrier et le montant attendu des remboursements contractuels, puis d'appliquer à chaque remboursement la probabilité de défaut appropriée et le taux de perte en cas de défaut, et à actualiser le résultat obtenu. Les pertes de valeur attendues représentent la somme des résultats actualisés ; et
- probabilité de défaut : désigne la probabilité de défaut sur un horizon temporel donné (à la phase 1, cet horizon temporel est de 12 mois après la date de clôture ; à la phase 2, il couvre toute la durée de vie de l'actif financier). Ces informations sont basées sur des données externes émanant d'une agence de notation réputée. La probabilité de défaut dépend de l'horizon temporel et de la notation de la contrepartie. Le Groupe utilise des notations externes lorsqu'elles sont disponibles. Les experts d'ENGIE en matière de risque de crédit définissent une notation interne pour les contreparties importantes qui n'ont pas de notation externe.

Les taux de perte en cas de défaut sont basés notamment sur les référentiels de Bâle :

- 75% pour les actifs subordonnés ; et
- 45% pour les actifs standards.

Pour les actifs considérés comme ayant une importance stratégique pour la contrepartie, tels que les services publics ou les biens essentiels, le taux de perte en cas de défaillance est fixé à 30%.

Le Groupe a décidé de décomptabiliser les montants bruts et les pertes de valeur attendues correspondantes dans les situations suivantes :

- pour les actifs faisant l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : aucune décomptabilisation tant que la procédure est en cours ; et
- pour les actifs ne faisant pas l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : décomptabilisation lorsque la créance est échue depuis plus de 3 ans (5 ans pour les contreparties du secteur public).

Le Groupe a maintenu le suivi des encaissements et du risque de défaillance dans ses activités *BtoB*, *BtoC* et Energy Management. Par ailleurs, les taux de provisionnement de ces entités ont été ajustés au 31 décembre 2021 afin de tenir compte de l'incertitude créée par l'augmentation significative du prix des matières premières.

18.2.1 Activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de compensation et appels de marge, via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés, ou via le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux BU la gestion de ces risques, alors que le Groupe continue à gérer de manière centralisée les expositions des contreparties les plus importantes.

La notation de crédit des grands et moyens clients pour qui les expositions au risque de crédit du Groupe dépassent un certain seuil sont basés sur un processus spécifique de *rating*, alors qu'un processus simplifié de *scoring* est utilisé pour les clients pour qui le Groupe a des expositions au risque de crédit plutôt faibles. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (notation de crédit, secteur d'activité…) selon des indicateurs standards (risque de paiement, exposition MtM).

Le Comité Risque de Marché Énergie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

18.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 14 438 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 2 431 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Approche individuelle

		31 déc. 2021							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade [1]	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	15 997	15 023	830	144	15 997	14 063	1 933	15 997
	Pertes de valeur attendues	(377)	(237)	(23)	(116)	(377)	(174)	(203)	(377)
TOTAL		**15 620**	**14 786**	**806**	**28**	**15 620**	**13 890**	**1 730**	**15 620**
Actifs de contrats	Brut	3 366	3 327	37	3	3 366	2 434	933	3 366
	Pertes de valeur attendues	(12)	(10)	-	(2)	(12)	(8)	(4)	(12)
TOTAL		**3 354**	**3 316**	**37**	**1**	**3 354**	**2 425**	**929**	**3 354**

		31 déc. 2020							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade [1]	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 530	8 329	893	308	9 530	7 854	1 676	9 530
	Pertes de valeur attendues	(391)	(103)	(46)	(242)	(391)	(188)	(203)	(391)
TOTAL		**9 139**	**8 226**	**846**	**66**	**9 139**	**7 666**	**1 473**	**9 139**
Actifs de contrats	Brut	3 039	2 714	318	8	3 039	2 076	963	3 039
	Pertes de valeur attendues	(19)	(18)	-	-	(19)	(14)	(5)	(19)
TOTAL		**3 021**	**2 696**	**318**	**7**	**3 021**	**2 062**	**959**	**3 021**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's

Approche collective

		31 dec. 2021				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2021
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 529	544	152	267	964
	Pertes de valeur attendues	(971)	(21)	(21)	(221)	(263)
TOTAL		**2 558**	**523**	**132**	**46**	**701**
Actifs de contrats	Brut	5 042	584	5	16	604
	Pertes de valeur attendues	(4)	-	-	(1)	(1)
TOTAL		**5 038**	**584**	**5**	**15**	**603**

		31 déc. 2020				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2020
Créances commerciales etautres débiteurs	Brut	3 625	593	235	300	1 128
	Pertes de valeur attendues	(865)	(20)	(22)	(211)	(253)
TOTAL		**2 761**	**574**	**213**	**88**	**875**
Actifs de contrats	Brut	4 748	487	1	3	491
	Pertes de valeur attendues	(1)	-	-	-	-
TOTAL		**4 747**	**487**	**1**	**3**	**491**

18.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie découle de la juste valeur positive des dérivés. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

	31 déc. 2021		31 déc. 2020	
En millions d'euros	Investment Grade (1)	Total	Investment Grade (1)	Total
Exposition brute (2)	35 386	43 660	6 633	9 031
Exposition nette (3)	15 796	19 089	2 817	3 750
% de l'exposition crédit des contreparties "*Investment Grade*"	82,7%		75,1%	

(1) Sont incluses dans la colonne "Investment Grade" les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'"Investment Grade" est également déterminé à partir d'un outil de notation interne déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties
(2) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive)
(3) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit

18.2.2 Activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs structures financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition aux risques de contrepartie, le Groupe a renforcé son recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de *netting*) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge).

Le contrôle des risques de contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *Middle Office* indépendant du Trésorier Groupe.

18.2.2.1 Prêts et créances au coût amorti

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 977 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 1 424 millions d'euros au 31 décembre 2020).

	31 déc. 2021						
En millions d'euros	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade (1)	Autres	Total par type de contreparties
Brut	4 643	302	26	4 971	1 906	3 065	4 971
Pertes de valeur attendues	(76)	(36)	(113)	(226)	(147)	(79)	(226)
TOTAL	**4 567**	**265**	**(87)**	**4 745**	**1 759**	**2 986**	**4 745**

	31 déc. 2020						
En millions d'euros	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade (1)	Autres	Total par type de contreparties
Brut	4 144	415	67	4 626	2 582	2 045	4 626
Pertes de valeur attendues	(57)	(34)	(110)	(201)	(127)	(74)	(201)
TOTAL	**4 087**	**381**	**(43)**	**4 425**	**2 455**	**1 970**	**4 425**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's

18.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents de trésorerie et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque découle de la juste valeur positive. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros	Total	Investment Grade (1)	Sans notation (2)	Non Investment Grade (2)	Total	Investment Grade (1)	Sans notation (2)	Non Investment Grade (2)
Exposition	14 194	85,9%	8,2%	5,9%	13 174	84,4%	8,7%	6,9%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's ou Baa3 chez Moody's
(2) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des participations ne donnant pas le contrôle ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement

Par ailleurs, au 31 décembre 2021, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 25% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

18.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché.

Le Groupe a mis en place un comité hebdomadaire dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en termes d'investissements et désinvestissements. ENGIE a mis en place un cadre complet pour surveiller et lisser les mouvements de trésorerie liés aux appels de marge sur les marchés de gré à gré ou via une chambre de compensation, en s'appuyant sur le recours à des swaps de liquidité avec ses principales contreparties. Ce comité est complété par des *stress tests* trimestriels sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change ayant vocation à apprécier la résistance du Groupe en matière de liquidité.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long terme. La centralisation est assurée via des véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via des véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique. Obéissant aux mêmes principes que cette politique, ceux ne pouvant être centralisés sont investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie ont conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi, et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2021, 72% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour.

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

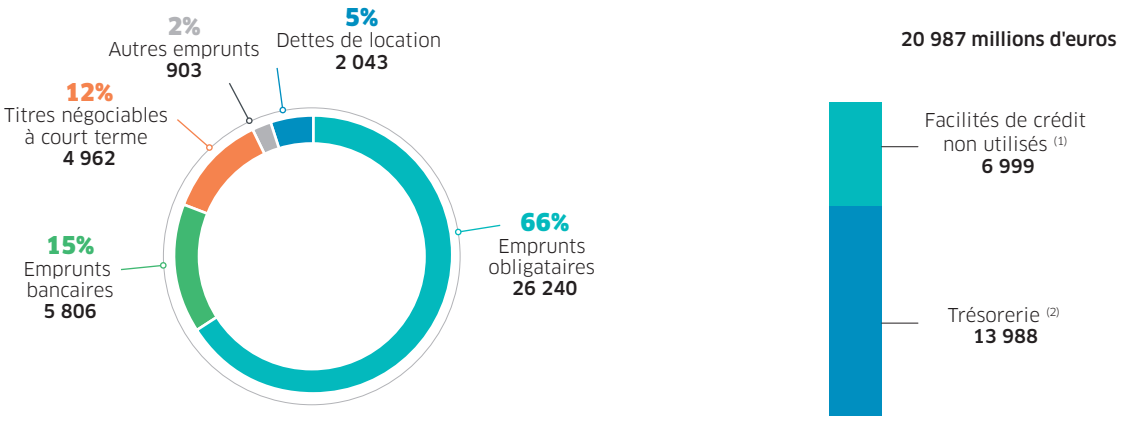
- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de titres négociables à court terme en France (*Negotiable European Commercial Paper*) et aux États-Unis (*U.S. Commercial Paper*) ainsi qu'à l'émission de titres super-subordonnés. Ces programmes d'émission de titres négociables à court terme sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. Toutefois, le refinancement de la totalité des encours est toujours sécurisé par des facilités bancaires confirmées – essentiellement centralisées – permettant au Groupe de continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir. Ces facilités sont compatibles avec la taille et les échéances auxquelles le Groupe doit faire face.

Les différentes actions menées par le Groupe permettent de garantir un niveau de liquidité élevé et renforcé.

Diversification des sources de financement et liquidité (3)

En millions d'euros



(1) *Net des titres négociables à court terme*
(2) *Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie, 73% placés en zone euro*
(3) *Ces sources de financements et de liquidité ne comprennent pas les titres super-subordonnés qui sont comptabilisés en capitaux propres (voir Note 19.2.1 "Émission de titres super-subordonnés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")*

Au 31 décembre 2021, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les *covenants* et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place. Aucune des lignes de crédit disponibles centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

18.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Emprunts obligataires	2 205	2 510	1 147	2 032	2 317	16 029	26 240	26 170
Emprunts bancaires	1 977	365	316	402	204	2 543	5 806	4 123
Titres négociables à court terme	4 962	-	-	-	-	-	4 962	4 024
Dettes de location	367	348	263	233	193	995	2 043	2 386
Autres emprunts	91	647	19	20	16	110	903	150
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	499	-	-	-	-	-	499	301

Les autres actifs financiers et trésorerie et équivalents de trésorerie venant en réduction de l'endettement financier net ont une liquidité inférieure à 1 an.

Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts	801	770	671	642	592	7 200	10 676	9 853

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières)

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Dérivés (hors matières premières)	(108)	21	(5)	26	52	141	126	317

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessous correspondent à des positions nettes.

Flux contractuels non actualisés relatifs aux contrats de location

Au 31 décembre 2021, le Groupe en tant que preneur est potentiellement exposé à des sorties de trésorerie futures non prises en compte lors de l'évaluation des passifs locatifs à hauteur de 1 825 millions d'euros (dont environ 86% sont relatifs à des engagements potentiels au-delà de 2026). Ce montant concerne des contrats de location qui n'ont pas encore pris effet et porte essentiellement sur de futurs passifs locatifs relatifs à l'éventuelle prolongation d'un contrat de concession hydroélectrique ainsi qu'à des locations immobilières et de navires GNL.

Facilités de crédit confirmées non utilisées

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	990	812	685	4 989	3 985	499	11 961	13 695

Parmi ces programmes disponibles, 4 962 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.
Au 31 décembre 2021, aucune contrepartie ne représentait plus de 5% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

18.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non-actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles résiduelles pour les instruments financiers dérivés afférents aux activités de *portfolio management*. Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités de *trading* sont réputés liquides à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Instruments financiers dérivés passifs								
afférents aux activités de portfolio management	*(13 392)*	*(16 779)*	*(3 343)*	*(1 077)*	*(319)*	*(632)*	*(35 541)*	*(1 699)*
afférents aux activités de trading	*(9 365)*	-	-	-	-	-	*(9 365)*	*(8 483)*
Instruments financiers dérivés actifs								
afférents aux activités de portfolio management	*10 835*	*14 655*	*6 642*	*2 569*	*543*	*124*	*35 368*	*1 975*
afférents aux activités de trading	*8 304*	-	-	-	-	-	*8 304*	*7 059*
TOTAL	**(3 618)**	**(2 123)**	**3 299**	**1 492**	**225**	**(508)**	**(1 234)**	**(1 149)**

18.3.3 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IFRS 9. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des GBU Renouvelables et GEM (exprimés en TWh).

En TWh	2022	2023-2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Achats fermes	(385)	(771)	(766)	(1 922)	(1 829)
Ventes fermes	587	513	321	1 421	1 571

NOTE 19 Éléments sur les capitaux propres

19.1 Informations sur les actions propres

	Nombre d'actions				Valeurs comptables *(en millions d'euros)*	
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
Au 31 décembre 2020	**2 435 285 011**	**(18 464 634)**	**2 416 820 377**	**2 435**	**31 291**	**(251)**
Dividende distribué en numéraire					(1 296)	
Dividende autocontrôle					(8)	
Affectation de résultat N-1					(3 928)	
Achat/vente d'actions propres		-	-			-
Attribution actions gratuites		3 381 485	3 381 485			52
Réévaluation						
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**2 435 285 011**	**(15 083 149)**	**2 420 201 862**	**2 435**	**26 058**	**(199)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2021 résulte exclusivement de cessions nettes d'actions propres à hauteur de 3,4 millions d'actions dans le cadre des plans d'attributions gratuites d'actions.

19.1.1 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions d'ENGIE SA

Le Groupe n'a plus depuis 2017 de plan d'option d'achat ou de souscription d'actions.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions de performance décrites dans la Note 22 "Paiements fondés sur des actions" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

19.1.2 Actions propres

Principes comptables

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 20 mai 2021. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société ENGIE SA à la date de cette Assemblée Générale.

Le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 7,3 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 30 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2021, le Groupe détient 15,1 millions d'actions propres. À ce jour la totalité des actions ont été affectées à la couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens actuels affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 50 millions d'euros.

19.2 Autres informations sur les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 35 064 millions d'euros au 31 décembre 2021, dont 26 058 millions d'euros au titre des primes liées au capital. Les primes liées au capital intègrent l'affectation du résultat 2020 de ENGIE SA pour un montant de -3 928 millions d'euros, le versement du dividende en numéraire au titre de l'exercice 2020 pour un montant de -1 296 millions d'euros ainsi qu'un reclassement vers les réserves consolidées du dividende non versé au titre des actions propres pour un montant de -8 millions d'euros.

Les réserves consolidées comprennent les résultats cumulés du Groupe, les réserves légales et statutaires de la société ENGIE SA, les pertes et gains actuariels cumulés nets d'impôt ainsi que la variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évaluée par les autres éléments du résultat global net d'impôt.

En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation. Le montant de la réserve légale de la société ENGIE SA s'élève à 244 millions d'euros.

19.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé, en juillet 2021, à un refinancement anticipé de titres super-subordonnés à durée indéterminée se traduisant par :

- une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée d'un montant de 750 millions d'euros portant coupon de 1,875% avec une option de remboursement à partir de juillet 2031, comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 742,5 millions d'euros ;
- le remboursement à la date de première option du solde de la dette hybride de 363,4 millions d'euros (coupon 4,750%) ;
- le rachat anticipé partiel de deux tranches de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 532,6 millions d'euros :
  - un rachat de 149,1 millions d'euros (coupon 3,875%) sur un montant nominal résiduel de 542 millions d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride est en juin 2024,
  - un rachat de 383,5 millions d'euros (coupon 1,375%) sur un montant nominal résiduel de 657,7 millions d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride est en janvier 2023.

Conformément aux dispositions d'IAS 32 – *Instruments financiers – Présentation*, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe.

Au 31 décembre 2021, l'encours des titres super-subordonnés, en valeur nominale, s'élève à 3 767 millions d'euros.

En 2021, le Groupe a versé aux détenteurs de ces titres 126,6 millions d'euros dont 102,4 millions d'euros au titre des coupons et 24,2 millions d'euros d'indemnités de remboursement anticipé. Ces montants sont comptabilisés en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

19.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 27 758 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 27 363 millions d'euros au 31 décembre 2020), dont 26 058 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

19.2.3 Dividendes

Il a été proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020 de verser un dividende unitaire de 0,53 euro par action soit un montant total de 1 283 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2020. Ce dividende unitaire a été majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2020 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2020. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2020, cette majoration s'élève à 13 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2021

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021 de verser un dividende unitaire de 0,85 euro par action soit un montant total de 2 057 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2021. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2021 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2021. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2021, cette majoration est évaluée à 23 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le 21 avril 2022, le dividende dont le coupon aura été détaché le lundi 25 avril 2022, sera payé le mercredi 27 avril 2022. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2021, les états financiers à fin 2021 étant présentés avant affectation.

19.2.4 Autres opérations

Le 22 décembre 2021, ENGIE a cédé 11,5% de sa participation dans le capital de GRTgaz à SIG (Société d'Infrastructures Gazières), pour porter sa participation à 60,81% (38,60% SIG, 0,51% fonds salariés Altos, 0,08% d'auto-détention). La transaction valorise les fonds propres du groupe GRTgaz à hauteur de 9,75 milliards d'euros pour une valeur d'entreprise de 14,6 milliards d'euros. L'impact de cette transaction est de 477 millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe (résultat de cession) et de 1 025 millions d'euros sur les capitaux propres totaux (prix de cession net de l'impôt sur les sociétés sur la plus-value, des *success fees* et des droits d'enregistrement).

Le 26 mai 2021, le Groupe a réalisé la cession partielle de 10% de sa participation dans GTT passant ainsi de 40,4% du capital et intégration globale à 30,4% et mise en équivalence. Le changement de méthode de consolidation a entraîné la sortie des capitaux propres minoritaires pour un montant de 321 millions d'euros.

Pour rappel, le 2 juillet 2020, le Groupe a signé un accord de cession d'une participation de 49% dans un portefeuille de 2,3 GW d'énergies renouvelables (en services ou en construction) aux États-Unis au groupe américain Hannon Armstrong, leader dans l'investissement en solutions respectueuses de l'environnement. ENGIE continue à consolider ces actifs par intégration globale et à en assurer l'exploitation et la maintenance. Au titre de cet accord, le Groupe a encaissé un montant de 64 millions d'euros au 31 décembre 2021.

19.3 Gains et pertes recyclables reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessous correspondent aux pertes et gains cumulés (part du Groupe) au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Instruments de dette	9	30
Couverture d'investissement net [1]	(371)	(156)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières) [1]	(699)	(1 212)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) [1]	4 383	76
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(1 064)	357
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt [2]	(546)	(813)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	118	(1)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ECARTS DE CONVERSION	**1 831**	**(1 719)**
Écarts de conversion	(2 136)	(2 856)
Écarts de conversion relatifs aux activités non poursuivies		6
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(306)**	**(4 570)**

(1) Voir Note 18 "Risques liés aux instruments financiers" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
(2) Voir Note 4 "Participations dans les entreprises mises en équivalence" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"

19.4 Gestion du capital

ENGIE SA cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier économique net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres (voir Note 19.1.2 "Actions propres" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de crédit de niveau "*strong investment grade*" auprès des agences de notation. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les *cash flows* opérationnels diminués du coût de la dette et des impôts dus et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte de la partie non couverte des provisions nucléaires et pour pensions, ainsi que 50% des émissions hybrides (titres super subordonnés). Par ailleurs, le Groupe a défini une guidance portant sur son profil financier sur le ratio "dette nette économique divisé par l'EBITDA" inférieur ou égal à 4 fois.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, ENGIE SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 20 Provisions

Principes comptables

Principes généraux liés à la reconnaissance d'une provision

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration, soit en commençant à exécuter le plan, soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour remise en état de site et les provisions postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en "Autres produits et autres charges financiers").

Évaluation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, au démantèlement des sites de production nucléaires et des infrastructures gazières en France, sont :

- les hypothèses de coûts (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) (voir Note 20.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de retraitement du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) (voir Notes 20.2 et 20.3 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

En millions d'euros	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle nucléaire et Démantèlement des installations nucléaires	Démantèlement des installations Hors nucléaires	Autres risques	Total
Au 31 décembre 2020	**8 941**	**14 677**	**1 112**	**2 342**	**27 073**
Dotations [1]	378	223	30	726	1 357
Reprises pour utilisation [1]	(329)	(202)	(90)	(587)	(1 208)
Reprises pour excédent [1]	(1)	-	-	(12)	(13)
Variation de périmètre	(6)	-	-	(11)	(18)
Effet de la désactualisation	64	421	26	16	528
Écarts de change	2	-	22	5	29
Autres [2]	(2 050)	-	71	(310)	(2 289)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**7 000**	**15 119**	**1 172**	**2 169**	**25 459**
Non courant	6 919	14 909	1 172	394	23 394
Courant	81	210	-	1 775	2 066

(1) Les dotations nettes aux provisions des activités d'EQUANS sont comptabilisées sur la ligne "Résultat net des activités non poursuivies" du compte de résultat pour -23 millions d'euros au 31 décembre 2021

(2) Dont -666 millions d'euros relatifs aux provisions des activités d'EQUANS, classées comme "Activités non poursuivies" (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

L'effet de la désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur la dette actuarielle, nette des produits d'intérêts des actifs de couverture.

La ligne "Autres" se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2021 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en "Autres éléments du résultat global", ainsi que des provisions constatées en contrepartie d'un actif de démantèlement ou de remise en état de site.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	31 déc. 2021
Résultat des activités opérationnelles	(159)
Autres produits et charges financiers	(526)
TOTAL	**(686)**

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

20.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 21 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme".

20.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations liées à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et au démantèlement des centrales nucléaires.

20.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion de l'aval du cycle du combustible irradié dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (CPN) dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. Dans l'hypothèse où des évolutions sont constatées entre deux évaluations triennales, susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier, la Commission peut réviser son avis et le Groupe en tirer, le cas échéant, les conséquences en résultant dans les comptes.

Un dossier de réévaluation triennal des provisions nucléaires a été transmis le 12 septembre 2019 par Synatom à la Commission qui a rendu son avis le 12 décembre 2019. Celui-ci a été pris en compte lors de l'arrêté des comptes du 31 décembre 2019. Les provisions, établies compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 ainsi que Doel 1 & 2 et à 40 ans pour les autres unités, n'ont pas connu d'évolution significative depuis, au-delà des impacts liés aux éléments récurrents que sont le passage du temps (désactualisation) ainsi que les utilisations et dotations pour le combustible irradié au cours de l'année. Elles feront l'objet d'une nouvelle révision fin 2022 conformément à la réglementation en vigueur.

Les provisions intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une nouvelle législation devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier.

L'évaluation des provisions intègre des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié. Des marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses redevances. Le Groupe estime par ailleurs des marges appropriées pour chaque catégorie de coûts.

Le Groupe estime que les dernières hypothèses revues et approuvées par la CPN sont les plus adéquates pour l'établissement de ces provisions. Cependant, la CPN a pointé dans son avis du 12 décembre 2019 des éléments d'incertitude sur certains coûts, en principe couverts par les marges pour aléas, mais pour lesquels la CPN s'est dotée d'un programme de travail et d'analyses complémentaires à compter de 2020 susceptibles d'être prises en compte dans la révision de 2022. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessous.

La ventilation des provisions pour démantèlement entre Synatom et Electrabel est présentée ci-dessous :

En millions d'euros	Courant	Non-courant	31 déc. 2021
Provisions pour démantèlement des installations nucléaires Synatom	75	6 270	6 345
Provisions pour gestion de l'aval du cycle nucléaire – Synatom	134	7 895	8 030
Provisions pour démantèlement des installations nucléaires Electrabel	-	744	744
TOTAL	**210**	**14 909**	**15 119**

20.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Principes comptables

Le calcul des dotations aux provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire est effectué sur base d'un coût unitaire moyen, déterminé pour l'ensemble des quantités qui auront été utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales et appliqué aux quantités générées en date de clôture. Une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation des provisions, est également constituée.

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible nucléaire usé fera l'objet d'un conditionnement, éventuellement après retraitement [(1)] avant son évacuation en stockage à long terme.

L'ONDRAF a proposé, le 9 février 2018, le stockage géologique comme politique nationale pour la gestion à long terme des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie. Cette proposition reste soumise à l'approbation du gouvernement belge qui aura, au préalable, recueilli l'avis de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN).

Par ailleurs, ENGIE considère dans son évaluation que le scénario "mixte", retenu par la Commission des provisions nucléaires, continue de s'appliquer : une partie du combustible est retraitée et le reste est évacué directement, sans retraitement.

(1) Opération permettant de séparer l'uranium, le plutonium et les produits de fission

Les provisions pour aval du cycle constituées par le Groupe couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario "mixte" : entreposage sur site, transport, retraitement, conditionnement, entreposage et évacuation géologique. Elles sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec ainsi que l'exploitation des installations existantes, de même que les coûts d'achat des conteneurs ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement. Le plutonium et l'uranium issus du retraitement seront cédés à un tiers pour un coût dont l'estimation doit être régulièrement revue ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF. Les recommandations de cette dernière quant au coût de cette installation ont été intégralement prises en compte ;
- les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné sont transférés à l'ONDRAF ;
- les coûts des opérations d'évacuation en couche géologique profonde sont estimés en utilisant le tarif de redevances, établi par l'ONDRAF sur la base d'un coût total de l'installation d'évacuation de 10,7 milliards d'euros. Le coût estimé de la recommandation préliminaire de l'AFCN concernant un puits supplémentaire y a par ailleurs été ajouté sur base des recommandations de l'ONDRAF. D'autres ajustements de sûreté opérationnelle du site d'évacuation sont en discussion avec l'ONDRAF et pourront donner lieu à une révision des coûts s'ils excèdent les montants couverts par les marges pour aléas déjà intégrés dans l'évaluation de l'ONDRAF ;
- l'engagement à terme est calculé sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués à partir d'offres reçues de tiers ;
- le scénario de référence intègre le dernier scénario à jour de l'ONDRAF avec un début du stockage géologique autour de 2070 qui se clôturera vers 2135 ;
- le taux d'actualisation retenu est de 3,25%. Il prend en compte (i) une analyse de l'évolution et de la moyenne historiques et prospectives des taux de référence à long terme, ainsi que (ii) la longue duration du passif compte tenu des travaux de conditionnement et d'évacuation des combustibles usés retardés jusqu'en 2070 environ.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Plus particulièrement, le cadre réglementaire belge actuel ne permet pas le retraitement et n'a pas encore confirmé l'adoption du stockage géologique comme politique de gestion des déchets nucléaires de moyenne et de haute activité.

Concernant le scénario de retraitement partiel, à la suite d'une résolution adoptée par la Chambre des Représentants en 1993, les contrats de retraitement qui n'étaient pas en cours d'exécution ont été suspendus puis résiliés en 1998. Le scénario retenu repose sur l'hypothèse que le gouvernement belge autorisera Synatom à retraiter le combustible usé et qu'un accord entre la Belgique et la France sera conclu aux fins de permettre à Orano (anciennement Areva) d'effectuer ce retraitement. Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario "mixte" retenu aujourd'hui et approuvé par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision quant à la gestion des déchets, soit en dépôt géologique profond, soit en entreposage de surface de longue durée. La Commission européenne a, à ce titre, adressé le 27 novembre 2019 un avis motivé à la Belgique dans le cadre de la procédure de manquement de l'article 258 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, au motif qu'elle n'a pas adopté de programme national de gestion des déchets radioactifs conforme à certaines exigences de la directive sur le combustible usé et les déchets radioactifs (directive 2011/ 70/Euratom du Conseil). À ce stade, il n'existe donc qu'un programme national qui confirme l'entreposage sûr du combustible usé suivi par son retraitement ou par son stockage. L'hypothèse intégrée dans le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires se base sur le dépôt en couche géologique profonde dans un site restant à identifier et qualifier en Belgique.

Sensibilité

Les provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire restent sensibles aux hypothèses de coûts, de calendrier des opérations et d'engagement des dépenses ainsi qu'au taux d'actualisation :

- une augmentation de 10% des redevances de l'ONDRAF au-delà du tarif de référence des redevances demandé par la CPN pour l'évacuation des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie se traduirait, à montant de marges d'incertitudes inchangé, par une augmentation des provisions de l'ordre de 175 millions d'euros ;
- l'accélération de 5 ans des dépenses de l'ONDRAF au titre de l'entreposage, de conditionnement et de stockage des déchets radioactifs de haute activité et/ou de longue durée de vie aurait un impact à la hausse d'environ 170 millions d'euros sur les provisions. Un report de 5 ans dans l'échéancier d'engagement de ces différentes dépenses aurait un impact à la baisse d'un montant plus faible ;
- l'impact d'une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour le traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 260 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que ces sensibilités résultent d'un calcul purement financier. Elles doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

20.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Principes comptables

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou remise en état de site. La valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision pour démantèlement avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations, et est compris dans le périmètre des actifs faisant l'objet de tests de valeur. Les ajustements de la provision consécutifs à une révision ultérieure (i) du montant estimé des engagements, (ii) de l'échéancier des dépenses du démantèlement ou (iii) du taux d'actualisation, sont symétriquement portés en déduction ou, sous certaines conditions, en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

La stratégie de démantèlement retenue repose sur un démantèlement (i) immédiat après l'arrêt du réacteur, (ii) réalisé en série plutôt qu'unité par unité et (iii) complet (retour à un "*greenfield* industriel"), permettant un usage industriel futur du terrain.

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- la durée d'exploitation des unités nucléaires est de 50 ans pour Tihange 1 ainsi que pour Doel 1 & 2, et de 40 ans pour les autres unités ;
- le début des opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations est fonction de l'unité concernée et du séquencement des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement ;
- le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire. Un dialogue sur les conditions de sûreté des phases de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement des centrales a été initié avec l'AFCN. Les coûts pourraient être amenés à évoluer en considération de l'issue de ces discussions et du projet détaillé de réalisation de ces phases en cours de définition ;
- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales. Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance ;
- les redevances pour la prise en charge des déchets du démantèlement de catégorie A – de faible ou moyenne activité et de courte durée de vie – et B – de faible ou moyenne activité et de longue durée de vie – sont déterminées en utilisant le tarif des redevances établi par l'ONDRAF et en incluant des marges préconisées par l'ONDRAF pour risques de reclassement de déchets compte tenu des incertitudes de définition des critères d'admission des déchets dans ces catégories ; les difficultés dans l'obtention des permis d'exploitation du centre de stockage des déchets de catégorie A conduisent l'ONDRAF à revoir la définition de la solution technique de stockage dont une nouvelle évaluation devrait être établie en 2022 ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas normales, revues par l'ONDRAF et la CPN ; une nouvelle étude des incertitudes et risques à couvrir par ces marges pour aléas doit être conduite lors de la prochaine révision ;
- un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- un taux d'actualisation de 2,5% (y compris 2,0% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (VAN). Il prend en compte (i) une analyse de l'évolution et de la moyenne historiques et prospectives des taux de référence cohérents ainsi que (ii) la duration du programme de démantèlement qui devrait s'achever vers 2040.

Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 62 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Une hausse de 10% des coûts de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement est susceptible d'entrainer une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 635 millions d'euros.

Il convient de préciser que cette sensibilité résulte d'un calcul purement financier. Elle doit s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

20.2.4 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlements des installations et de gestion des matières fissiles irradiées

20.2.4.1 Principes, objectifs et gouvernance

Comme indiqué au point précédent, la loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées. En application de la loi, Synatom peut prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans le respect de certains critères en matière de qualité de crédit. La partie des provisions ne faisant pas l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est placée par Synatom soit dans des actifs financiers extérieurs aux exploitants nucléaires, soit dans des prêts à des personnes morales répondant aux critères de "qualité de crédit" imposés par la loi.

Depuis octobre 2019, Electrabel ne contracte plus de nouveau prêt au titre des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et s'est engagé à rembourser, d'ici 2025, l'intégralité des prêts contractés à ce titre. Au cours de l'exercice 2021, Synatom a, en conséquence, investi près de 1,3 milliard d'euros dans des actifs financiers extérieurs aux

exploitants nucléaires dédiés à la couverture des dépenses futures de gestion des matières fissiles irradiées.

L'objectif poursuivi par Synatom en termes d'investissement dans ces actifs est d'offrir, à long terme, un rendement suffisant, pour un niveau de risque acceptable, afin de couvrir les coûts liés au démantèlement et à la gestion des matières fissiles irradiées, sous les contraintes de diversification, de minimisation du risque et de disponibilité comme définies par la loi du 11 avril 2003.

Il incombe au Conseil d'Administration de Synatom et à son Comité d'investissement de définir la politique d'investissement de Synatom après avis de la Commission des provisions nucléaires conformément à la loi du 11 avril 2003. En s'appuyant sur une politique de contrôle des risques rigoureuse, le Comité d'investissement supervise les décisions d'investissement dont le pilotage est confié à une équipe dirigée par un Directeur des investissements.

20.2.4.2 Allocation stratégique et composition des actifs financiers

L'allocation stratégique des actifs financiers est déterminée sur base d'une analyse actif-passif périodique, qui consiste à déterminer les classes d'actifs et leur poids respectifs afin d'atteindre l'objectif de rendement tout en respectant le cadre de risque identifié pour chaque type de passif.

Cette allocation se décline de façon différente en fonction des types de passifs et compte tenu de leur différence en termes d'horizon de placement et de taux d'actualisation. Des profils de risques distincts sont considérés pour :

- les actifs en regard des provisions relatives au démantèlement des centrales nucléaires ;
- les actifs en regard des provisions relatives à la gestion des matières fissiles irradiées.

L'allocation cible des actifs de couverture en fonction des deux profils de risques précités est la suivante :

In %	Gestion des matières fissiles irradiées	Démantèlement
Actions	40%	30%
Obligations	40%	70%
Actifs non cotés	20%	0%
TOTAL	**100%**	**100%**

Les actions cotées sont composées de titres internationaux. Les obligations cotées sont composées d'obligations souveraines internationales et d'obligations d'entreprises internationales. Les actifs non cotés sont composés de titres représentatifs de fonds ou de structures d'investissement en immobilier, en *private equity*, en infrastructure ou en dette privée. Les investissements sont gérés par des sociétés spécialisées en gestion d'actifs.

Synatom considère que l'inclusion de principes Environnementaux, Sociétaux et de Gouvernance (ESG) dans les décisions d'investissement permet une meilleure gestion des risques non-financiers en vue de générer un rendement durable à long terme. L'intégration de principes ESG implique une prise en compte plus large des risques et des opportunités qui peuvent influencer la performance financière. Le processus de sélection de gestionnaires extérieurs intègre également des principes ESG.

Synatom dispose pour mettre en oeuvre cette politique d'investissement d'une Société d'Investissement à Capital Variable de droit luxembourgeois, *Nuclear Investment Fund* et d'une SICAV de droit belge nouvellement créée, le *Belgian Nuclear Liabilities Fund* ("BNLF").

20.2.4.3 Evolution des actifs financiers sur l'exercice 2021

La valeur des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires s'élève au 31 décembre 2021 à 5 501 millions d'euros et leur rendement s'établit à 7,63% sur l'exercice. Les principaux moteurs de la performance sont les actions, les marchés boursiers mondiaux bénéficiant des bonnes perspectives économiques et des résultats supérieurs aux attentes des entreprises. Les obligations ont, pour leur part, affiché un rendement atone dans un contexte de hausse des rendements sur la partie à long terme de la courbe.

20.2.4.4 Valorisation des actifs financiers sur l'exercice 2021

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc 2021	31 déc. 2020
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	**8**	**11**
Prêt à Sibelga	8	11
Autres prêts et créances au coût amorti	**167**	**332**
Instruments de dette – trésorerie soumise à restriction	167	332
Total des prêts et créances au coût amorti	**174**	**343**
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	1 509	406
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	11	-
Instruments de capitaux propres à la juste valeur	**1 520**	**406**
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	2 254	1 895
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	1 552	1 191
Instruments de dette à la juste valeur	**3 806**	**3 086**
Total Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	**5 326**	**3 492**
Instruments financiers dérivés	**4**	**20**
TOTAL (1)	**5 505**	**3 855**

(1) N'inclut pas les stocks d'Uranium qui s'élèvent à 414 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 540 millions d'euros au 31 décembre 2020

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie des OPCVM sont présentés dans l'état de la situation financière en tant que "Prêts et créances au coût amorti" ; les obligations OPCVM et instruments de couverture associés détenus par Synatom sont présentés en instruments de capitaux propres ou en instruments de dette (voir Note 17.1 "Actifs financiers" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Le détail de la variation de la juste valeur cumulée des actifs de Synatom est présenté comme suit :

	Variation cumulée de la juste valeur des actifs financiers dédiés	
En millions d'euros	31 déc 2021	31 déc. 2020
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	116	17
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	-	-
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	51	32
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	154	45
TOTAL	**321**	**95**

Le résultat de l'exercice généré par ces actifs dédiés s'élève à 228 millions d'euros en 2021 (-31 millions d'euros en 2020).

	Effets sur le résultat du rendement des actifs financiers dédiés	
En millions d'euros	31 déc 2021	31 déc. 2020
Résultat de cession	50	21
Dividendes reçus	45	34
Intérêts reçus	7	6
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(115)	(6)
Variation de juste valeur des actifs dédiés par résultat	241	(87)
TOTAL	**228**	**(31)**

20.3 Démantèlements des installations non nucléaires et remise en état de sites

20.3.1 Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment des centrales classiques, des canalisations de transport, des conduites de distribution, des sites de stockage ou encore des terminaux méthaniers, doivent être démantelées ou a minima mises en sécurité. Ces obligations peuvent résulter de réglementations environnementales en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe. L'enjeu le plus important pour le Groupe concerne les infrastructures gazières en France.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et en favorisant les énergies renouvelables ou dites vertes, notamment le biométhane et l'hydrogène. Les différents scénarios qui permettent d'atteindre cette neutralité carbone, notamment le Scénario National Bas Carbone en France ou "l'étude prospective Futurs énergétiques" de RTE, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, conduisent tous à une baisse significative des quantités de gaz consommées. Le Groupe analyse de près cette perspective, notamment dans le cadre de la définition de sa stratégie ainsi que pour l'appréciation de la durée d'utilisation des infrastructures gazières et l'évaluation des provisions pour leur démantèlement.

En conformité avec l'objectif de neutralité carbone à horizon 2050, le scénario de long terme retenu par le Groupe, et qui préside à la mise en œuvre de sa stratégie, est un scénario qui combine électrification raisonnable, soit un peu moins de 50% de la demande finale en 2050, ainsi que développement ambitieux d'une palette diversifiée de gaz verts (biométhane, e-CH_4 synthétisé, ainsi que gaz naturel avec *Carbon-Capture and Storage*, hydrogène pur). Du fait de l'importance de ces gaz verts dans le mix énergétique français envisagé à horizon 2050 et au-delà, les infrastructures gazières resteront très largement nécessaires et seront indispensables pour fournir de la flexibilité au système énergétique. L'adaptation et la reconversion de ces infrastructures aux gaz verts permet d'envisager leur utilisation à un horizon très lointain, ce qui conduit à une valeur actuelle quasi nulle des provisions pour leur démantèlement, hors cas spécifiques des terminaux méthaniers et des sites de stockage non régulés. Les provisions constituées pour le démantèlement des terminaux méthaniers et des sites de stockage à l'arrêt s'élèvent à 402 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 367 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Compte tenu de son horizon et des nombreux paramètres qui le sous-tendent (notamment évolutions des connaissances sur la compatibilité à l'hydrogène des infrastructures gazières, évolutions des politiques publiques françaises et européenne), le Groupe continuera à procéder à une appréciation régulière du scénario de long terme qui permettra d'atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Cette appréciation s'accompagne d'une revue de l'évaluation des provisions pour démantèlement.

20.3.2 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Le Groupe et de son partenaire Mitsui ont annoncé en novembre 2016 la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood, et l'arrêt des opérations d'extraction de charbon dans la mine attenante à partir de fin mars 2017. Le Groupe détient une participation de 72% dans cette ancienne centrale de 1 600 MW avec mine de charbon attenante, consolidée en tant qu'activité conjointe.

Au 31 décembre 2021, la provision en part groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 251 millions d'euros.

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont débuté en 2017, et se sont concentrés sur : la gestion de la contamination du site ; la planification de l'assainissement de son environnement ; la démolition et le démantèlement de l'ensemble des installations industrielles du site, comprenant

la démolition de l'ancienne centrale, le pompage aquatique continu, ainsi que des travaux de terrassement dans la mine, visant à garantir une stabilité du terrain et des parois, en vue de la création d'un lac de mine sur le long terme.

Plusieurs lois et politiques qui ont une incidence directe ou indirecte sur la réhabilitation de la mine et sur les agences qui administrent les lois ont été reformées récemment. Par conséquent, les obligations réglementaires finales sont susceptibles d'être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc d'impacter les provisions.

Le taux moyen d'actualisation retenu pour déterminer le montant de la provision s'élève à 2,04%.

Le montant de la provision comptabilisée représente la meilleure estimation à date du Groupe concernant les coûts de destruction et de réhabilitation qui devront être encourus par la société Hazelwood. Cependant, le montant de cette provision pourrait être ajusté dans le futur afin de tenir compte d'éventuelles évolutions concernant les paramètres clés de l'évaluation.

20.4 Autres risques

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux et des réclamations et risques fiscaux (hors impôts sur les sociétés, en application d'IFRIC 23), ainsi que les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de transport et de réservation de capacité de stockage.

NOTE 21 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

Principes comptables

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant des engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'État s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en "Autres actifs" courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels sont comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode. Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés en résultat.

La charge (produit) d'intérêt nette au titre des régimes à prestations définies est comptabilisée en résultat financier.

21.1 Description des principaux régimes de retraite

21.1.1 Régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France

Depuis le 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale et du Budget.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 ("droits spécifiques passés") ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution ("droits spécifiques passés régulés") est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au groupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financées par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits

spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1er janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres "engagements mutualisés" sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2021, la dette actuarielle "retraite" relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,9 milliards d'euros.

La duration de la dette actuarielle "retraite" relative au régime des IEG est de 23 ans.

21.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Laborelec, et partiellement ENGIE Energy Management et ENGIE CC.

Ces conventions, applicables au personnel "barémisé" engagé avant le 1er juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1er mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension pré-financés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 20% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2021. La duration moyenne de ces régimes est de 11 années.

Le personnel "barémisé" engagé à partir du 1er juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1er mai 1999 ou (ii) ayant opté pour le transfert vers des plans à contributions définies bénéficient aujourd'hui de régimes à cotisations définies. Avant le 1er janvier 2017, la loi imposait une garantie de rendement annuel minimum moyen (3,75% sur les contributions salariales et 3,25% sur les contributions patronales) lors de la liquidation de l'épargne constituée.

La loi sur les pensions complémentaires, votée le 18 décembre 2016, et d'application au 1er janvier 2017, fixe désormais les taux de rendement minimum à garantir en fonction du rendement réel des obligations de l'État belge, dans une fourchette comprise entre 1,75% et 3,25% (les taux sont désormais identiques pour les contributions salariales et patronales). En 2021, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée en 2021 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 38 millions d'euros contre 37 millions d'euros en 2020.

21.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation qui s'applique à la masse salariale et qui est déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées.

C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel. Ces régimes sectoriels regroupent un nombre important d'employeurs, ce qui limite l'impact potentiel du défaut d'une société. En cas de défaut d'une société, les droits acquis sont maintenus dans un compartiment dédié. Ces droits acquis ne sont pas transférés aux autres participants. Des plans de refinancement peuvent être mis en place afin d'assurer l'équilibre des fonds.

Le groupe ENGIE comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2021 au titre de ces régimes multi-employeurs est stable par rapport à 2020 et s'élève à 74 millions d'euros.

21.1.4 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France, Belgique et Pays-Bas concernent :

- le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1er juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent désormais des plans à cotisations définies ;
- le Brésil : ENGIE Brasil Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

21.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

21.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs)

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

- avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie ;
  - les indemnités de fin de carrière ;
  - les congés exceptionnels de fin de carrière ;
  - les indemnités de capital décès.
- avantages à long terme :
  - les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles ;
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité ;
  - les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

21.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé "tarif agent".

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux agents d'ENGIE résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 3,8 milliards d'euros au 31 décembre 2021. La duration de l'engagement est de 24 ans.

21.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

21.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

21.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de l'"allocation transitoire" (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

21.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature, etc.), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté, etc.).

21.3 Plans à prestations définies

21.3.1 Montants présentés dans l'état de la situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de la situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de la situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour les régimes de retraite, avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, actifs de régime, et droits à remboursement comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivantes :

En millions d'euros	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
Au 31 décembre 2020	**(8 941)**	**36**	**188**
Différence de change	(34)	2	(1)
Variations de périmètre et autres	372	(63)	37
Pertes et gains actuariels	1 719	84	-
Charge de l'exercice	(541)	(5)	1
Plafonnement d'actifs	-	-	-
Cotisations/prestations payées	426	19	3
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(6 999)**	**72**	**229**

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de la situation financière au sein des lignes "Autres actifs" non courants et courants.

La charge de l'exercice s'élève à 547 millions d'euros en 2021 (441 millions d'euros en 2020). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 21.3.3 "Composantes de la charge de l'exercice".

La zone euro représente 98% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2021 (contre 98% au 31 décembre 2020).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 4 232 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 6 037 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'"État du résultat global" représentent un gain actuariel de 1 803 millions d'euros en 2021 (contre une perte actuarielle de 1 519 millions d'euros en 2020).

Les variations de périmètre se rapportent, principalement, au classement des activités d'EQUANS en "activités destinées à être cédées".

21.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du groupe ENGIE, leur évolution au cours des exercices concernés ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivants :

		31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros		Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total	Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total
A – Variation de la dette actuarielle									
Dette actuarielle début de période		**(9 186)**	**(5 167)**	**(565)**	**(14 919)**	**(8 570)**	**(4 470)**	**(531)**	**(13 572)**
Coût des services rendus de la période		(353)	(88)	(80)	(521)	(303)	(79)	(50)	(432)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle		(85)	(39)	(3)	(126)	(115)	(57)	(5)	(177)
Cotisations versées		(13)	-	-	(13)	(16)	-	-	(16)
Modification de régime		(2)	-	-	(2)	(19)	4	(1)	(16)
Variations de périmètre		1 108	4	58	1 170	-	-	-	-
Réductions/cessations de régimes		13	1	-	13	125	1	1	127
Événements exceptionnels		-	-	-	-	-	-	-	-
Pertes et gains actuariels financiers		869	533	32	1 434	(789)	(678)	(31)	(1 498)
Pertes et gains actuariels démographiques		(230)	2	11	(217)	(56)	8	(6)	(55)
Prestations payées		389	107	47	543	405	104	57	566
Autres (dont écarts de conversion)		(78)	-	(1)	(78)	152	-	2	154
Dette actuarielle fin de période	**A**	**(7 566)**	**(4 649)**	**(499)**	**(12 715)**	**(9 186)**	**(5 167)**	**(565)**	**(14 919)**
B – Variation des actifs de couverture									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période		**6 034**	**-**	**-**	**6 034**	**6 169**	**-**	**-**	**6 169**
Produit d'intérêts des actifs de couverture		58	-	-	58	86	-	-	86
Pertes et gains actuariels financiers		629	-	-	629	(4)	-	-	(4)
Cotisations perçues		198	-	-	198	206	-	-	206
Variations de périmètre		(862)	-	-	(862)	-	-	-	-
Cessations de régimes		(11)	-	-	(11)	9	-	-	9
Prestations payées		(283)	-	-	(283)	(308)	-	-	(308)
Autres (dont écarts de conversion)		81	-	-	81	(124)	-	-	(124)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	**B**	**5 843**	**-**	**-**	**5 843**	**6 034**	**-**	**-**	**6 034**
C – Couverture financière	**A+B**	**(1 723)**	**(4 649)**	**(499)**	**(6 872)**	**(3 153)**	**(5 167)**	**(565)**	**(8 885)**
Plafonnement d'actifs		(55)	-	-	(55)	(21)	-	-	(21)
Engagements nets de retraites						**(3174)**	**(5167)**	**(505)**	**(8 906)**
TOTAL PASSIF		**(1 850)**	**(4 649)**	**(499)**	**(6 999)**	**(3 210)**	**(5 137)**	**(595)**	**(8 941)**
TOTAL ACTIF		**72**	**-**	**-**	**72**	**36**	**-**	**-**	**36**

(1) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite
(2) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi
(3) Médailles du travail et autres avantages à long terme

21.3.3 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2021 et 2020 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Coûts des services rendus de la période	521	432
Pertes et gains actuariels [1]	(43)	37
Modifications de régimes	-	-
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	-	(120)
Événements exceptionnels	-	-
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**479**	**350**
Charge d'intérêts nette	68	91
Total comptabilisé en résultat financier	**68**	**91**
TOTAL	**547**	**441**

(1) Sur avantages à long terme

21.3.4 Politique et stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme au moins égal au taux d'actualisation ou, le cas échéant, aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les stratégies d'investissement sont déterminées par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis *via* une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissements dans le cadre de contrats en unités de compte ou de contrats en euros, dans un cadre de risque et une gestion adaptés à l'horizon long terme des passifs.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total Engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 891)	4 671	(50)	(1 271)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 116)	1 172	(5)	51
Plans non financés	(5 708)	-	-	(5 708)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(12 715)**	**5 843**	**(55)**	**(6 927)**
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 671)	5 192	(21)	(2 500)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(606)	842	-	236
Plans non financés	(6 641)	-	-	(6 641)
Au 31 décembre 2020	**(14 918)**	**6 034**	**(21)**	**(8 905)**

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actions	29	26
Obligations souveraines	21	23
Obligations privées	27	29
Actifs monétaires	3	3
Actifs immobiliers	2	2
Autres actifs	18	16
TOTAL	**100**	**100**

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2021.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 13,4% en 2021.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2021 s'est élevé à environ 10.4% en assurance de groupe et à environ 6,8% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

En %	Europe	Amérique du Nord	Amérique latine	Asie – Océanie	Reste du monde	Total
Actions	55	29	3	8	4	100
Obligations souveraines	76	1	17	2	4	100
Obligations privées	70	19	2	4	4	100
Actifs monétaires	89	-	3	9	-	100
Actifs immobiliers	94	1	4	1	-	100
Autres actifs	68	7	3	22	-	100

21.3.5 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

		Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
		2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Taux d'actualisation	Zone euro	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%
	Zone UK	1,6%	1,6%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
	Zone UK	3,6%	3,2%	-	-	-	-	-	-

21.3.5.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la duration de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 27%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 18%.

21.3.5.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 1%.

Concernant les soins médicaux, une variation de 100 points de base des taux de croissance aurait les impacts suivants :

En millions d'euros	Augmentation de 100 points de base	Diminution de 100 points de base
Effet sur les charges	-	-
Effet sur les engagements de retraite	1	(1)

21.3.6 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2022 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2022, des cotisations de l'ordre de 199 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 121 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

21.4 Plans à cotisations définies

En 2021, le Groupe a comptabilisé une charge de 122 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (contre 248 millions d'euros en 2020). Ces cotisations sont présentées dans les "Charges de personnel" au compte de résultat.

NOTE 22 Paiements fondés sur des actions

Principes comptables

IFRS 2 prescrit de constater en charges de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance marché du Groupe. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

	Charge de la période	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Offres réservées aux salariés (2)	(1)	(1)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance (3)(4)	(47)	(41)
Plans d'autres sociétés du Groupe	-	(4)
TOTAL	**(48)**	**(47)**

(1) *Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")*

(2) *Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays*

(3) *Dont une reprise pour non atteinte des conditions de performance d'un montant de 0,3 million d'euros en 2021 (6 millions d'euros en 2020)*

(4) *Dont une reprise pour non atteinte de conditions de présence d'un montant de 4 millions d'euros en 2021 (5 millions d'euros en 2020)*

22.1 Actions de performance

22.1.1 Nouvelles attributions réalisées en 2021

Plan d'actions de performance ENGIE du 16 décembre 2021

Le Conseil d'Administration du 16 décembre 2021 a approuvé l'attribution de 5 millions d'actions de performance aux cadres et dirigeants du Groupe. Ce plan se décompose en trois tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2025, suivie d'une période d'incessibilité d'un an des titres acquis ;
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2025, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2026, sans période d'incessibilité.

En plus d'une condition de présence dans le Groupe à la date d'acquisition des droits, chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une quadruple condition de performance à l'exception toutefois des 150 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance sont les suivantes :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de six sociétés de référence, évalué pour la période entre décembre 2021 et février 2025, comptant pour 25% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe comparé à ceux d'un panel de six sociétés de référence, évalué pour la période entre le deuxième semestre 2021 et le premier semestre 2024, comptant pour 25% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur le niveau du *Return On Capital Employed* (ROCE) de l'exercice 2024, comptant pour 30% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur des critères extra-financiers en matière d'émission de gaz à effet de serre de la production d'énergie, d'augmentation de la part des capacités renouvelables et d'augmentation de la proportion de femmes dans le management, évalués pour la période entre décembre 2021 et décembre 2024, comptant pour 20% des actions à acquérir.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (15 450 actions attribuées).

22.1.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par ENGIE en 2021.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Coût de financement pour le salarié	Coût d'incessibilité	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
16 décembre 2021	14 mars 2025	14 mars 2026	13,0	0,83	3,7%	0,22	oui	8,79
16 décembre 2021	14 mars 2025	14 mars 2025	13,0	0,83	3,7%	0,22	oui	9,15
16 décembre 2021	14 mars 2025	14 mars 2025	13,0	0,83	3,7%	0,41	non	10,36
16 décembre 2021	14 mars 2026	14 mars 2026	13,0	0,83	3,7%	0,22	oui	8,31
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 16 décembre 2021								**9,28**

22.1.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes attribués aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2. L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture.

En 2020, le Groupe a décidé de corriger au bénéfice des salariés l'effet de la crise du COVID-19 sur les taux de réussite des conditions de performance non marché pour les plans d'actions de performance de décembre 2017 et de décembre 2018, actions en cours d'acquisition, comprenant l'exercice 2020 comme référence. Ces taux de réussite ajustés ont conduit le Groupe à comptabiliser un produit de 6 millions d'euros.

NOTE 23 Transactions avec des parties liées

L'objet de cette Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 24 "Rémunération des dirigeants".

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 4 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

23.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

23.1.1 Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2021 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2020. Il lui confère 3 représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 administrateurs (1 administratrice représentant l'État nommée par arrêté, 2 administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 33,20% des droits de vote théoriques (ou 33,36% des droits de vote exerçables) contre 33,19% à fin décembre 2020.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE ("Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises") a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente ("TRV") de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Energie-Climat ("LEC") promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1er juillet 2023.

23.1.2 Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA, filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

23.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 21 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

NOTE 24 Rémunération des dirigeants

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif compte 11 membres au 31 décembre 2021 (10 membres au 31 décembre 2020).

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Avantages à court terme	22	29
Avantages postérieurs à l'emploi	1	-
Paiements fondés sur des actions	3	2
Indemnités de fin de contrat	7	7
TOTAL	**33**	**38**

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

NOTE 25 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs

Principes comptables

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz "utile", soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz "coussin", indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (voir Note 16 "Immobilisations corporelles" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Le gaz "utile" est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Certains stocks sont utilisés dans le cadre de stratégies de trading et sont comptabilisés à la juste valeur, diminuée des coûts de vente, conformément aux dispositions d'IAS 2. Les variations de juste valeur, diminuée des coûts de vente, sont comptabilisées dans le résultat de la période au cours de laquelle est intervenue la variation.

Droits d'émission de gaz à effet de serre, certificats d'économie d'énergie, certificats verts

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives spécifiquement à la comptabilisation notamment des quotas d'émission de gaz à effet de serre, des certificats d'économie d'énergie et des certificats verts, le groupe a décidé de comptabiliser les certificats en stock à leur valeur d'acquisition ou à leur coût de production. À la clôture de l'exercice, un passif sera reconnu, le cas échéant, en cas d'insuffisance de certificats par rapport à l'obligation de restitution. Lorsqu'il n'est pas couvert par des certificats en stock, ce passif est évalué au prix de marché ou, lorsque c'est applicable, au prix des contrats à terme conclus.

Tax equity

Le groupe ENGIE finance ses projets renouvelables aux États-Unis par le biais de structures dites de "*tax equity*", dans lesquelles une partie des fonds nécessaires est apportée par un "*tax partner*". Celui-ci obtient, jusqu'à un niveau de rendement préétabli, un droit préférentiel essentiellement sur les crédits d'impôts du projet qu'il pourra imputer sur sa propre base taxable.

Les investissements réalisés par le *tax partner* remplissent la définition d'un passif en IFRS. Dans la mesure où le passif de *tax equity* correspondant à ces avantages fiscaux ne donne pas lieu à une sortie de trésorerie pour l'entité projet, ce passif n'est pas représentatif d'une dette financière et est comptabilisé en "autres passifs".

Au-delà de sa désactualisation, le passif évolue essentiellement en fonction des crédits d'impôts alloués au *tax partner* et reconnus en résultat.

25.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2021	Variation du BFR au 31 déc. 2020 (1)
Stocks	(2 349)	(476)
Créances commerciales et autres débiteurs	(11 043)	(55)
Fournisseurs et autres créanciers	10 676	(545)
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	364	(58)
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de trading	(706)	(109)
Autres	680	340
TOTAL	**(2 377)**	**(902)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

25.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Stocks de gaz naturel, nets	3 079	1 146
Stocks d'uranium (1)	408	530
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	1 526	1 070
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 161	1 395
TOTAL	**6 175**	**4 140**

(1) Des instruments financiers de couverture sont adossés à ces stocks d'uranium et représentent un montant de -9 millions d'euros au 31 décembre 2021

25.3 Autres actifs et autres passifs

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	478	13 202	(2 341)	(16 752)	396	8 990	(2 004)	(12 545)
Créances/dettes fiscales	*-*	*10 628*	*-*	*(11 316)*	*-*	*6 274*	*-*	*(6 960)*
Créances/dettes sociales	*300*	*18*	*(2)*	*(2 033)*	*222*	*51*	*(6)*	*(2 667)*
Dividendes à payer/à recevoir	*-*	*15*	*-*	*(9)*	*-*	*17*	*-*	*(76)*
Autres	178	2 541	(2 339)	(3 395)	174	2 649	(1 998)	(2 841)

Les autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 96 millions d'euros au 31 décembre 2021 vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires (94 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les autres passifs comprennent 1 229 millions d'euros d'investissements réalisés par des tax partner dans le cadre du financement des projets renouvelables aux États-Unis par *tax equity* (1 123 millions d'euros au 31 décembre 2020).

NOTE 26 Contentieux et enquêtes

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Les principaux contentieux et enquêtes présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de contentieux et d'enquêtes, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les contentieux et enquêtes pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont présentés ci-après.

26.1 Renouvelables

26.1.1 Mexique – Renouvelables

Ces derniers mois, le gouvernement et les autorités publiques mexicaines ont adopté des positions et des mesures législatives et réglementaires qui affectent directement les acteurs privés de l'énergie (en particulier, les producteurs d'énergie renouvelable) et vont à l'encontre de la lettre et de l'esprit des dernières réformes du secteur énergétique mises en place en 2013 et 2014. La constitutionnalité et la légalité de certaines de ces mesures ont été attaquées dans le cadre de poursuites judiciaires lancées par des organismes non gouvernementaux et des investisseurs privés, notamment par les filiales d'ENGIE développant ou exploitant des projets renouvelables dans le pays. Ces procédures sont en cours. Un projet de révision de la Constitution remettant substantiellement en cause le cadre régulatoire applicable au secteur électrique a, par ailleurs, été déposé par le Président mexicain. Celui-ci sera discuté au sein des assemblées parlementaires dans les prochaines semaines.

26.2 Infrastructures

26.2.1 Enquête sur le mécanisme de régulation du stockage de gaz naturel en France

Le 29 février 2020, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une enquête approfondie en matière d'aide d'état sur le dispositif de régulation du stockage mis en place au 1er janvier 2018 pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France. Storengy et Géométhane ont transmis tous les éléments nécessaires à la Commission pour faire valoir leurs analyses. La Commission européenne a clôturé son enquête et a publié un communiqué de presse le 28 juin 2021 annonçant sa décision de compatibilité du dispositif de régulation du stockage avec les règles européennes relatives aux aides d'État. Cette décision sera publiée ultérieurement.

26.3 *Energy Solutions*

26.3.1 Espagne – Púnica

Dans le cadre de l'affaire Púnica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), quinze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même avaient été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est clôturée depuis le 19 juillet 2021 ; le juge d'instruction a demandé le renvoi devant la justice de fond de Cofely España et huit (anciens) collaborateurs. Cofely España a fait appel de cette décision.

26.3.2 Italie – Procédure concurrence

Le 9 mai 2019, une amende de 38 millions d'euros a été infligée conjointement et solidairement à ENGIE Servizi SpA et ENGIE Energy Services International S.A. par l'Autorité de la Concurrence italienne (Autorité) pour certaines prétendues pratiques anticoncurrentielles relatives à l'attribution du marché Consip FM4 2014. Un appel a été interjeté devant le Tribunal Administratif Régional de Lazio (TAR Lazio). Le 18 juillet 2019, le TAR Lazio a suspendu le paiement de l'amende. Le 27 juillet 2020, le TAR Lazio a annulé la décision de l'Autorité tant pour ENGIE Servizi SpA que pour ENGIE Energy Services International SA. Le 17 novembre 2020, l'Autorité a fait appel devant le Conseil d'État italien de la décision du TAR Lazio. La procédure devant le Conseil d'État italien est en cours.

26.3.3 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. À ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

Le règlement de la sentence relative à la concession d'Aguas Provinciales de Santa Fe n'aura plus d'incidences financières pour ENGIE compte tenu de la cession de ses parts dans SUEZ.

26.4 Fourniture d'Énergie

26.4.1 Démarchage

EDF a assigné ENGIE devant le Tribunal de commerce de Nanterre le 20 juillet 2017 concernant de prétendus faits de concurrence déloyale dans le cadre des campagnes de démarchage principalement en porte à porte et réclamait 13,5 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. Le Tribunal de commerce, dans son jugement du 14 décembre 2017 a condamné ENGIE à verser la somme de 150 000 euros à EDF en considérant qu'ENGIE avait commis des actes de concurrence déloyale tout en reconnaissant qu'il n'y avait aucun fait de dénigrement à l'encontre d'EDF et qu'ENGIE avait mis en place un dispositif de formation et de contrôle de ses partenaires.

ENGIE a fait appel du jugement et EDF a formé un appel incident et a réclamé 94,7 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. L'arrêt de la Cour d'appel de Versailles a été rendu le 12 mars 2019 en condamnant ENGIE à verser 1 million d'euros à EDF. En outre, la Cour d'appel a ordonné à ENGIE, sous astreinte provisoire de 10 000 euros par infraction constatée sur une période d'un an, de cesser ou faire cesser tout acte de parasitisme et de dénigrement au préjudice d'EDF.

Le 6 juillet 2020, EDF a demandé au juge de l'exécution du tribunal judiciaire de Nanterre de liquider l'astreinte prononcée par la Cour d'appel de Versailles en demandant le versement d'une somme par ENGIE de 106,89 millions d'euros et le prononcé d'une astreinte définitive de 50 000 d'euros par infraction constatée et pour une durée d'un an. Le juge de l'exécution a rendu sa décision le 11 décembre 2020 au terme de laquelle elle condamne ENGIE à verser la somme de 230 000 d'euros à EDF et prononce une nouvelle astreinte provisoire d'un montant de 15 000 euros par nouvelle infraction constatée, pendant 1 an à compter de la signification du jugement par EDF.

Le 22 décembre 2020, EDF a fait appel de ce jugement du juge de l'exécution devant la Cour d'appel de Versailles. Le 1er juillet 2021, la Cour d'appel de Versailles a rendu sa décision. Elle réduit la condamnation d'ENGIE à 190 000 euros et, considérant qu'ENGIE a démontré avoir pris des mesures susceptibles d'être efficientes et que les difficultés rencontrées tiennent pour l'essentiel au comportement des prestataires/partenaires et démarcheurs, elle annule la nouvelle astreinte provisoire et rejette la demande d'EDF de prononcer une astreinte définitive. EDF a introduit un pourvoi en cassation contre cette décision le 29 juillet 2021.

26.4.2 Commissionnement

S'agissant des prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, a rappelé le principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE, pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. Le législateur a adopté une disposition validant rétroactivement les contrats conclus avec ENEDIS et faisant obstacle à toute demande en réparation des prestations de gestion de clientèle non rémunérées. Le Conseil Constitutionnel a déclaré cette disposition conforme à la Constitution par décision du 19 avril 2019. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est toujours en cours

26.5 Production Thermique

26.5.1 Italie – Vado Ligure

Le 11 mars 2014, le Tribunal de Savone a placé sous séquestre les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre de dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016. Le dossier a été renvoyé au Tribunal de Savone pour traitement au fond ; la procédure de première instance a débuté le 11 décembre 2018 et se poursuivra en 2022.

26.5.2 Brésil – Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

Le 14 décembre 2018, l'Administration fiscale brésilienne a adressé à ENGIE Brasil Energia S.A. des avis de rectification au titre des exercices 2014, 2015 et 2016 estimant que la société était redevable des taxes PIS et COFINS (taxes fédérales sur la valeur ajoutée) sur les remboursements de certains combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant des redressements s'élève à un total de 528 millions de real brésiliens, dont 229 millions de real brésiliens de taxes auxquelles viennent s'ajouter amendes et intérêts.

ENGIE Brasil Energia conteste ces avis de rectification et a introduit des réclamations fiscales en 2019 que l'administration fiscale a toutefois rejetées. Une dernière contestation en phase administrative (avant recours éventuels devant les cours et tribunaux) a été introduite par ENGIE Brasil Energia en janvier 2020.

26.5.3 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière de dépréciation des centrales électriques

L'Administration fiscale néerlandaise rejette la déduction de dépréciation d'actifs enregistrée par ENGIE Energie Nederland NV dans ses déclarations fiscales 2010-2013. Elle conteste tant la période de prise en charge de ces dépréciations que son quantum. Elle a ainsi redressé l'intégralité des dépréciations d'actifs cumulées sur la période soit un montant de 1,9 milliard d'euros. ENGIE conteste la position de l'Administration fiscale dans ses deux composantes et a introduit un recours administratif en novembre 2018 qui a été rejeté en février 2019. Au cours du second semestre 2021, ENGIE et l'administration fiscale se sont mis d'accord sur un montant de 44 millions d'euros mettant fin à ce litige.

26.6 Nucléaire

26.6.1 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 et de Tihange 1 devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. Par arrêt du 12 juin 2018, la Cour d'appel de Bruxelles a rejeté les demandes de Greenpeace. Greenpeace a introduit un pourvoi en cassation. Ce pourvoi a été rejeté par un arrêt de la Cour de cassation du 9 janvier 2020 de sorte que l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 12 juin 2018 est devenu définitif. En ce qui concerne le recours devant la Cour constitutionnelle, celle-ci, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) pour questions préjudicielles. La CJUE, dans son arrêt du 29 juillet 2019, a considéré que la loi belge prolongeant la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 (Loi de Prolongation Doel 1 et 2) a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises mais qu'il est possible de maintenir provisoirement les effets de la loi de prolongation en cas de menace grave et réelle de rupture de l'approvisionnement en électricité et pour la durée strictement nécessaire à une régularisation. Dans son arrêt du 5 mars 2020, la Cour constitutionnelle a annulé la Loi de Prolongation Doel 1 et 2 tout en maintenant ses effets jusqu'à l'adoption par le législateur d'une nouvelle loi précédée des évaluations préalables requises et comprenant une participation du public et une consultation transfrontalière, au plus tard jusqu'au 31 décembre 2022. Le recours devant le Conseil d'État est, par ailleurs, toujours pendant.

Par ailleurs, des collectivités territoriales et des associations agissent également contre l'autorisation de redémarrage de l'unité de Tihange 2. Le 9 novembre 2018, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation intenté par certaines collectivités territoriales allemandes. Une procédure au civil était également en cours devant le tribunal de première instance de Bruxelles. Le 3 septembre 2020, celui-ci a jugé cette action recevable mais non fondée.

26.7 Autres

26.7.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le Tribunal Administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour Administrative d'Appel de Versailles, qui a invalidé le jugement du Tribunal dans un arrêt du 22 décembre 2021. Tout en reconnaissant la nature fiscale de la créance cédée, la Cour ne valide pas l'exonération du prix de cession faute de texte ou de principe en ce sens, et, faute pour la cession d'avoir été autorisée par l'État.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1er février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001, et, le 23 juin 2020, la Cour Administrative d'Appel de Versailles a donné raison à ENGIE eu égard aux demandes de remboursement relatives aux exercices 2002 et 2003 mais a rejeté celle afférente à l'exercice 2004. Compte tenu de la cession des créances de précompte 2002/2003, les sommes seront restituées à l'établissement bancaire cessionnaire. L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'État par les deux parties. Dans le cadre d'une question prioritaire de constitutionnalité, le Conseil d'État a décidé, le 23 octobre 2020, de poser une question préjudicielle à la Cour de Justice de l'Union européenne pour savoir si la Directive 90/435/CE de 1990 fait obstacle au prélèvement du précompte lors de la redistribution, par une société mère, de dividendes reçus de filiales établies dans l'Union européenne.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de Justice de l'Union européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

26.7.2 Luxembourg – Procédure d'aide d'État

Le 19 septembre 2016, la Commission européenne a publié une décision d'ouverture de procédure d'enquête en matière d'aide d'État concernant deux décisions anticipatives confirmatoires conclues avec l'État luxembourgeois, émises en 2008 et 2010, visant deux transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 20 juin 2018, la Commission européenne a adopté une décision finale négative considérant qu'il existe une aide d'État du Luxembourg au profit d'ENGIE. Le 4 septembre 2018, ENGIE a demandé l'annulation de la décision devant les juridictions européennes contestant l'existence d'un avantage sélectif. Cette procédure n'étant pas suspensive, ENGIE a mis une somme de 123 millions d'euros sous séquestre le 22 octobre 2018 au titre de l'une des deux transactions visées, l'autre n'ayant fait l'objet d'aucune matérialisation de l'aide. À l'issue de la procédure devant les juridictions européennes, cette somme sera remise à ENGIE ou à l'État luxembourgeois en fonction de l'annulation ou non de la décision de la Commission. Le 12 mai 2021, le Tribunal a rejeté les recours de l'État luxembourgeois et d'ENGIE confirmant ainsi la position de la Commission européenne relative à l'existence d'une aide d'État accordée aux filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 22 juillet 2021, ENGIE a saisi la Cour de Justice de l'Union européenne pour faire annuler la décision du Tribunal. La procédure est en cours.

26.7.3 Pologne – Procédure concurrence

Le 7 novembre 2019, une amende de 172 millions de zlotys polonais (40 millions d'euros) a été infligée à ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG (EEMHS) pour ne pas avoir répondu à une demande de communication de documents de l'Autorité de la Concurrence polonaise (UOKiK) dans le cadre d'une procédure ouverte par le UOKiK qui suspecte un potentiel défaut de notification de la part d'EEMHS et d'autres investisseurs financiers impliqués dans le financement du gazoduc Nord Stream 2 (procédure principale). EEMHS a interjeté appel devant la Cour de Protection de la Concurrence. La procédure en appel est pendante.

Dans le cadre de la procédure principale, le 6 octobre 2020, le UOKiK a prononcé une amende de 55,5 millions de zlotys polonais (approximativement 12,3 millions d'euros) à l'encontre de EEMHS. Le UOKiK a également ordonné de mettre fin aux accords de financement du projet Nord Stream 2. Le 5 novembre 2020, EEMHS a fait appel de cette décision devant la Cour de Protection de la Concurrence. La procédure d'appel suspend automatiquement l'exécution de l'ensemble des sanctions prononcées par le UOKiK. La procédure en appel est pendante.

26.7.4 Cession de 29,9% du capital de Suez à Veolia

Dans le cadre de la cession par ENGIE à Veolia de 29,9% du capital de Suez le 6 octobre 2020, ENGIE a été appelée dans diverses procédures tant en référé qu'au fond et tant en droit social qu'en droit commercial. Ces procédures mettent en présence au principal Veolia et Suez. Ces procédures ont été engagées par Suez, agissant seule ou conjointement avec ses instances représentatives du personnel. Toutes ces procédures ont été clôturées suite à l'accord intervenu entre Veolia et Suez le 14 mai 2021. ENGIE a agi en toutes circonstances dans son bon droit, n'a violé aucune de ses obligations et la cession à Veolia intervenue, qui est définitive, ne présente aucun vice de forme ou de fond qui pourrait en entacher la validité.

26.7.5 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière de déductibilité d'intérêts

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts (1,1 milliard d'euros) pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées depuis 2000. Suite au rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem. Le 4 octobre 2018, ce dernier a donné raison à l'Administration fiscale. Le 26 octobre 2020, le jugement a été confirmé par la Cour d'appel d'Arnhem. ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que la Cour a commis des erreurs de droit et a mal motivé sa décision tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen et, partant, s'est pourvue en cassation. L'audience est intervenue en juin 2021 et une décision est attendue au cours du 1er semestre 2022.

26.7.6 Prix de transfert du gaz

L'Inspection spéciale des impôts belge a adressé deux avis de rectification du résultat fiscal des exercices 2012 et 2013 pour un montant global de 706 millions d'euros considérant que le prix appliqué à la fourniture de gaz par ENGIE (alors GDF SUEZ) à Electrabel S.A. était excessif. ENGIE et Electrabel S.A. contestent cette rectification et ont sollicité l'ouverture d'une procédure amiable qui a été acceptée par la France et la Belgique en mai 2018. La procédure est en cours entre les deux États sans progrès majeur en 2021.

26.7.7 Italie – Litige fiscal accises gaz et TVA ENGIE ITALIA (ex-GDF SUEZ Energie)

En 2017, l'Administration fiscale italienne a contesté l'exonération d'accises au titre de livraisons de gaz réalisées par ENGIE Italia SpA (ENGIE Italia) auprès de clients industriels italiens au motif qu'elle ne disposait pas d'attestation de ces clients. Elle envisage de la redresser pour une somme totale de 126 millions d'euros (accises, TVA, pénalité et intérêts). ENGIE Italia conteste la légalité de cette formalité tant sur le terrain du droit italien que du droit européen et considère que la sanction est en toute hypothèse disproportionnée par rapport à une obligation formelle.

ENGIE Italia a introduit en 2018 une demande d'annulation de la notification de l'imposition auprès le tribunal de première instance de Perugia.

En octobre 2018, le tribunal de première instance a rejeté la demande d'annulation se contentant d'appliquer un ancien décret ministériel et sans prendre en compte les arguments de droit d'ENGIE Italia.

ENGIE Italia a interjeté appel du jugement en novembre 2018 et la Cour d'appel lui a donné raison en novembre 2019 au motif que les justificatifs exigés par l'Administration fiscale n'étaient pas légaux et que cette dernière devait prendre en compte la situation factuelle du contribuable pour déterminer l'assujettissement aux accises. En 2020, l'administration fiscale a renvoyé l'affaire devant la Cour de cassation. En août 2021, un accord avec l'administration fiscale italienne a été formalisé conduisant au paiement d'un montant de 3,2 millions d'euros relatif aux accises. Des discussions restent en cours pour finaliser les enjeux TVA et de taxe régionale sur accises.

NOTE 27 Événements postérieurs à la clôture

Cession de la participation résiduelle du Groupe dans la société SUEZ

Le 18 janvier 2022, le Groupe a apporté sa participation résiduelle dans SUEZ, soit 1,8%, à l'offre publique d'achat initiée par le Groupe VEOLIA. Cette opération n'aura pas d'impact sur le résultat 2022 du Groupe du fait de la valorisation de cette participation à sa juste valeur au 31 décembre 2021. Cette opération viendra réduire à hauteur de 227 millions d'euros la dette nette du Groupe en 2022.

NOTE 28 Honoraires des commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité des marchés financiers, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 14 mai 2020 a décidé de renouveler le mandat de Commissaire aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2020 à 2025.

	Deloitte			EY			
En millions d'euros	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	Total
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	**6,8**	**8,5**	**15,4**	**6,7**	**11,7**	**18,4**	**33,8**
• ENGIE SA	2,8	-	2,8	3,5	-	3,5	6,3
• Entités contrôlées	4,1	8,5	12,6	3,2	11,7	14,9	27,5
Services autres que la certification des comptes	**0,6**	**8,2**	**8,7**	**1,0**	**0,7**	**1,7**	**10,4**
• **ENGIE SA**	**0,5**	**7,5**	**8,0**	**0,8**	**0,0**	**0,8**	**8,8**
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	*0,3*	-	*0,3*	*0,3*	-	*0,3*	*0,6*
Dont autres missions d'audit	*0,2*	-	*0,2*	*0,4*	-	*0,4*	*0,6*
Dont missions de revue de contrôle interne	-	-	-	-	-	-	-
Dont services de due diligence	-	*7,5*	*7,5*	*0,1*	-	*0,1*	*7,6*
Dont missions fiscales	-	-	-	-	*0,0*	*0,0*	*0,0*
• **Entités contrôlées**	**0,1**	**0,7**	**0,7**	**0,2**	**0,7**	**0,8**	**1,6**
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	-	*0,3*	*0,3*	*0,1*	*0,2*	*0,3*	*0,6*
Dont autres missions d'audit	*0,1*	*0,1*	*0,1*	*0,0*	*0,3*	*0,3*	*0,4*
Dont missions de revue de contrôle interne	-	*0,1*	*0,1*	-	-	-	*0,1*
Dont services de due diligence	-	-	-	-	-	-	-
Dont missions fiscales	-	*0,3*	*0,3*	-	*0,2*	*0,2*	*0,5*
TOTAL	**7,4**	**16,7**	**24,1**	**7,7**	**12,4**	**20,1**	**44,2**

NOTE 29 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités des secteurs reportables Reste de l'Europe et Autres ne publient pas de comptes annuels en application des dispositions internes de droit luxembourgeois (article 70 de la loi du 19 décembre 2002) et néerlandais (article 403 du Code civil) relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit notamment de : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE United Consumers Energie BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2020

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée Générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2021, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie "Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés" du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le Code de commerce et par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2021 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

La crise mondiale liée à la pandémie de Covid-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles

Notes 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement", 10.1 "Pertes de valeur", 14 "Goodwill", 15 "Immobilisations Incorporelles" et 16 "Immobilisations Corporelles"

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2021, la valeur nette des *goodwill*, des immobilisations incorporelles et corporelles s'élève à un montant global de 70,7 milliards d'euros (après comptabilisation d'une perte de valeur de 1 milliard d'euros en 2021), soit 31,4% du total bilan, et se répartit comme suit :

- *Goodwill* : 12,8 milliards d'euros ;
- Immobilisations incorporelles : 6,8 milliards d'euros ;
- Immobilisations corporelles 51,1 milliards d'euros.

A la suite de la mise en place de sa nouvelle organisation, à compter du 1er février 2021, votre Groupe considère que les activités sous-jacentes aux Global Business Units (GBU) constituent les secteurs opérationnels au sens de la norme *IFRS 8 "Secteurs opérationnels"* et représentent ainsi le niveau le plus fin auquel les goodwill sont suivis pour les besoins de gestion interne. Votre Groupe a procédé, en conséquence, à une réallocation des *goodwill* des anciennes Business Units géographiques vers les activités sous-jacentes aux GBU, conformément aux dispositions de la norme *IAS 36 "Dépréciations d'actifs"*.

Ainsi, au 31 décembre 2021, les *goodwill* se répartissent comme suit entre les différents secteurs opérationnels :

- Infrastructures : 5,3 milliards d'euros ;
- Renouvelables : 2,2 milliards d'euros ;
- Fourniture d'énergie : 1,8 milliards d'euros ;
- Energy Solutions : 1,3 milliards d'euros ;
- Thermique : 1,1 milliards d'euros ; et
- Nucléaire : 0,8 milliard d'euros ;
- Autres : 0,3 milliard d'euros.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels votre Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable correspond, dans la plupart des cas, à la valeur d'utilité déterminée à partir :

- des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2022 et du plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 approuvés par le Comité Exécutif de votre Groupe et par votre Conseil d'Administration ; et
- au-delà de cette période : (i) d'une extrapolation des flux de trésorerie établie à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, taux de change, taux de croissance), (ii) de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, (iii) des projections à long terme des prix du CO_2 qui tiennent compte des objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "Pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019 et en juillet 2021, ainsi que (iv) de projections de prix issues du scénario de référence établi par votre Groupe pour la période 2025-2040 et approuvé par le Comité Exécutif.

Ces valeurs recouvrables reposent sur des hypothèses clés, présentées dans la note 14.4 de l'annexe aux comptes consolidés, relatives aux perspectives de marché et à l'évolution éventuelle du cadre régulatoire dont toute modification pourrait avoir une incidence significative sur le montant des pertes de valeur à comptabiliser.

En ce qui concerne les *goodwill* pour lesquels nous considérions que le risque de perte de valeur était le plus important, les évaluations reposent en particulier sur les hypothèses structurantes suivantes :

- s'agissant de l'activité Nucléaire : les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution de la demande et des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que du cadre régulatoire, votre Groupe considérant en particulier (i) un arrêt progressif, d'ici 2025, de l'ensemble des unités en Belgique et (ii) la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France au-delà des durées d'exploitation actuelles ;

Notre réponse

Dans le cadre des diligences mises en œuvre, nous avons examiné les conditions dans lesquelles les Unités Génératrices de Trésorerie ont été définies ainsi que les principes et les modalités d'allocation des *goodwill* aux activités sous-jacentes aux nouvelles GBU.

Nous avons apprécié les dispositifs de votre Groupe visant à identifier les indices de pertes de valeur ou de reprise de pertes de valeur ainsi que les procédures d'approbation des estimations par la Direction.

Nous avons examiné les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et contrôlé les calculs effectués par votre Groupe avec le support de nos spécialistes en évaluation.

Nos travaux sur les valeurs d'utilité ont principalement porté sur :

- les hypothèses du scénario de référence à long terme de votre Groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO_2, du charbon et du pétrole, inflation) dont nous avons apprécié la cohérence avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ;
- les hypothèses opérationnelles et régulatoires retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie dont nous avons apprécié la cohérence au regard notamment des conditions d'exploitation des actifs et de leur performance intrinsèque ainsi que des règlementations applicables à date et de leurs évolutions prévues ;
- les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels pour lesquels nous avons apprécié :
  - la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence de votre Groupe ;
  - la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ;
- les taux d'actualisation dont nous avons examiné les modalités de détermination et la cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, en faisant appel à des spécialistes internes en évaluation ;
- la pertinence des analyses de sensibilité de la Direction aux principales hypothèses de prix, opérationnelles et régulatoires;

S'agissant des actifs pour lesquels une décision de cession a été prise par votre Groupe, nous avons estimé le caractère hautement probable de cette dernière, les éléments considérés pour évaluer la valeur recouvrable ainsi que les modalités de classification conformément aux dispositions de la norme *IFRS 5 "Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"*.

Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les Notes 1.3, 10.1, 14.4, 15 et 16 de l'annexe aux comptes consolidés, en particulier les éléments se rapportant aux analyses de sensibilités réalisées par votre Groupe.

Point clé de l'audit	Notre réponse
• s'agissant de l'activité Renouvelables : le renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution des prix de l'électricité au-delà de l'horizon liquide. La valeur recouvrable des actifs pour lesquels une décision de cession est prise est, quant à elle, déterminée sur la base de leur valeur de marché diminuée des coûts de cession. Nous avons considéré l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles comme un point clé de l'audit en raison (i) de l'importance significative de ces éléments dans les comptes de votre Groupe, (ii) de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macroéconomiques, sectorielles et financières retenues ainsi que (iii) du jugement et des estimations qu'elles induisent de la part de la Direction, dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.	

Evaluation des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et pour le démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique

Notes 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement", 20 "Provisions" et 20.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire"

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre Groupe assume des obligations relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires exploitées en Belgique. En application de la loi Belge du 11 avril 2003, la gestion des provisions correspondantes est confiée à Synatom, société détenue par votre Groupe, qui soumet, tous les trois ans à l'approbation de la Commission des provisions nucléaires (CPN), un dossier technique et financier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. La CPN s'appuie, notamment, sur l'avis émis par l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) qui revoie l'ensemble des caractéristiques et paramètres techniques de ce dossier. Au 31 décembre 2021, ces provisions nucléaires de moyen et long terme s'élèvent respectivement à 8 milliards d'euros pour la gestion du combustible nucléaire irradié et à 6,3 milliards d'euros pour le démantèlement des centrales nucléaires. Ces provisions sont estimées à partir du cadre légal et contractuel actuel et sur la base de l'avis rendu par la CPN le 12 décembre 2019 dans le cadre de la révision triennale prévue par les dispositions légales et réglementaires. Dans l'hypothèse où des évolutions susceptibles de modifier de façon significative les paramètres retenus (le scénario industriel, l'estimation des coûts ou le calendrier) sont constatées entre deux évaluations triennales, la Commission peut réviser son avis et votre Groupe en tirer, le cas échéant, les conséquences en résultat de période. Nous avons considéré l'évaluation de ces provisions comme un point clé de l'audit en raison du caractère significatif de leurs montants respectifs et de leur sensibilité aux scénarios industriels retenus ainsi qu'aux estimations de coûts associées, tels que notamment : • s'agissant des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire : les décisions qui seront finalement prises par le gouvernement belge sur (i) le scénario de gestion du combustible irradié (retraitement d'une partie du combustible irradié ou évacuation directe, sans retraitement préalable) et (ii) la solution de gestion des déchets à long terme (en dépôt géologique profond ou en entreposage de longue durée en surface) ; • s'agissant des provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaires : l'approbation ou non par les autorités de sûreté nucléaire du plan de démantèlement retenu et de son calendrier. Cette évaluation est également sensible aux hypothèses macroéconomiques appliquées (taux d'inflation et d'actualisation).	A l'issue de la dernière révision triennale des provisions intervenue en 2019, nous avons (i) examiné les conclusions, observations et recommandations formulées dans les avis de l'ONDRAF et de la CPN, (ii) contrôlé les bases sur lesquelles les provisions avaient été évaluées et (iii) apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses techniques et aux scénarios industriels, notamment pour la gestion du combustible irradié, ainsi qu'aux hypothèses de coûts, d'échéancier des opérations, de taux d'inflation et d'actualisation appliqués aux flux de trésorerie. Compte tenu de l'absence de révision triennale ou d'évolutions susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier à fin 2021, et étant donné les procédures d'audit déjà menées lors de la dernière révision triennale des provisions au titre de l'exercice 2019, nos diligences ont principalement consisté à apprécier : • la cohérence des scénarios industriels au regard des décisions prises ou des actions envisagées par votre Groupe ou par les autorités ainsi que la concordance avec ces hypothèses des prévisions de coûts par nature et des échéanciers de décaissements ; • la cohérence du taux d'actualisation avec les hypothèses de marché sous-jacentes. Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les Notes 1.3, 20 et 20.2 de l'annexe aux comptes consolidés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses clés.

Principales estimations et jugements portant sur le chiffre d'affaires

Notes 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement", 8.1 "Chiffre d'affaires" et 8.2.1 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats"

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre Groupe procède à des estimations et fait usage de jugements notamment pour la comptabilisation (i) des ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") et, dans le cas spécifique de l'exercice clos le 31 décembre 2021, (ii) des ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire". **Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") :** L'évaluation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz se rapportant aux segments de clientèle ne faisant l'objet d'une relève de compteurs qu'en cours d'exercice comptable constitue, en date de clôture annuelle, une estimation significative. En effet, les données de relève par compteur étant transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage par rapport à la date de livraison effective, votre Groupe est amené à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2021, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 4,6 milliards d'euros et concernent principalement la France et la Belgique. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par votre Groupe. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au prix moyen de l'énergie, lequel tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. **Compensation relative aux ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire"** La forte volatilité observée sur les marchés de l'énergie et l'augmentation significative des prix du gaz naturel en résultant a conduit le Gouvernement français à plafonner, à partir du 1er novembre 2021 et temporairement jusqu'au 30 juin 2022 au travers du dispositif du "bouclier tarifaire" introduit par la loi de finances pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021), les tarifs réglementés de vente de gaz au niveau de ceux du 1er octobre 2021. Les pertes de recettes supportées par ENGIE à compter du 1er novembre 2021 constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation au travers d'une garantie irrévocable donnée par l'État français. Dans ce contexte, votre Groupe a exercé son jugement afin de déterminer les modalités de comptabilisation de la compensation à recevoir à ce titre, dont le montant est estimé à environ 248 millions d'euros au 31 décembre 2021. Compte tenu des montants en jeu, de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses retenues de volumes et de prix moyens de l'énergie, et des jugements exercés, nous avons considéré (i) l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires réalisé et non relevé ainsi que (ii) la compensation à recevoir en date de clôture au titre du dispositif de bouclier tarifaire comme un point clé de l'audit.	**Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur")** Les diligences mises en œuvre sur l'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé, en France et en Belgique notamment, ont principalement consisté à : • prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables sur l'énergie en compteur ; • évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit. Nous avons également : • comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par votre Groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • examiné que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés sur la période prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; • analysé la cohérence des volumes engagés dans les opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) avec les ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux ; • apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture. **Compensation relative aux ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire"** Concernant les impacts résultant de la mise en œuvre du mécanisme de bouclier tarifaire en France, nos diligences ont principalement consisté à : • examiner le décret gouvernemental du 23 octobre 2021 et les dispositions législatives votées dans le cadre de la loi de finances 2022 ; • analyser les conséquences financières tirées par votre Groupe de l'application des différentes dispositions encadrant le bouclier tarifaire, ainsi que l'évaluation du manque à gagner pour la période du 1er novembre 2021 au 31 décembre 2021 ; • apprécier le traitement comptable et les modalités de présentation du produit à reconnaître au sein du compte de résultat et de la créance afférente au 31 décembre 2021. Nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les Notes 1.3, 8.1 et 8.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations données dans le rapport sur la gestion du groupe du conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra financière prévue par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce figure dans le rapport sur la gestion du groupe, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article L. 823-10 de ce Code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier, établis sous la responsabilité de la Direction Générale. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre Assemblée Générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES et du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 2021, nos cabinets étaient dans la quatorzième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceuxci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;-
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;

- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;-
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022
Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Patrick E. Suissa	Nadia Laadouli	Charles-Emmanuel Chosson	Guillaume Rouger

6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2021

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan

Actif

			31 déc. 2021			31 déc. 2020
En millions d'euros		Notes	Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
Actif immobilisé						
Immobilisations incorporelles		3	**2 201**	**1 645**	**555**	**587**
Immobilisations corporelles		3	**949**	**561**	**388**	**370**
Immobilisations financières		4				
Titres de participation			74 679	11 319	63 361	60 324
Autres immobilisations financières			180	71	109	356
Total actif immobilisé	I		**78 009**	**13 596**	**64 413**	**61 637**
Actif circulant						
Stocks et en-cours		5				
Gaz			1 168	-	1 168	440
Certificats d'économie d'énergie			435	-	435	280
Autres stocks et en-cours			541	-	541	450
Avances et acomptes versés sur commandes			**147**	**-**	**147**	**73**
Créances d'exploitation		6				
Créances clients et comptes rattachés			12 260	389	11 871	3 951
Autres créances			651	-	651	655
Créances diverses						
Comptes courants des filiales			7 533	-	7 533	8 135
Autres créances			7 555	1	7 554	3 125
Valeurs mobilières de placement		7	**3 509**	**1**	**3 508**	**3 261**
Disponibilités			**191**	**-**	**191**	**219**
Total actif circulant	II		**33 991**	**391**	**33 600**	**20 590**
Comptes de régularisation	III	8	**5 673**	**-**	**5 673**	**1 771**
Écarts de conversion – actif	IV	8	**272**	**-**	**272**	**304**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À IV)**		**117 944**	**13 987**	**103 958**	**84 302**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations

Passif

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Fonds propres			
Capitaux propres	9		
Capital social		2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion		26 058	31 291
Écarts de réévaluation		39	39
Réserve légale		244	244
Autres réserves		8	-
Report à nouveau		(90)	-
Résultat net de l'exercice		1 780	(3 928)
Acompte sur dividende		-	-
Provisions réglementées et subventions d'investissement	10.2	735	621
Total capitaux propres	I	**31 211**	**30 702**
Autres fonds propres	II	**1**	**1**
Total fonds propres	I + II	**31 212**	**30 703**
Provisions pour risques et charges	III 10.1	**2 968**	**3 151**
Dettes	11		
Dettes financières	11		
Emprunts		33 015	31 924
Dettes rattachées à des participations		4 850	4 350
Comptes courants des filiales		1 150	1 377
Autres		346	507
Total dettes financières	IV	**39 361**	**38 158**
Passif circulant			
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours		6	6
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		13 976	6 231
Dettes fiscales et sociales		1 661	1 188
Autres dettes		9 176	2 285
Total passif circulant	V	**24 819**	**9 710**
Total dettes	IV+V	**64 180**	**47 868**
Comptes de régularisation	VI 12	**5 354**	**2 242**
Écarts de conversion – passif	VII 12	**244**	**339**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À VI)**	**103 958**	**84 302**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Ventes d'énergie		32 046	16 015
Autre production vendue		4 178	3 257
Chiffre d'affaires	**13.1**	**36 224**	**19 272**
Variation de la production stockée		-	-
Production immobilisée		18	15
Production		**36 242**	**19 287**
Achats d'énergie et variation des stocks		(29 165)	(12 125)
Autres achats et charges externes		(7 383)	(7 192)
Valeur ajoutée		**(305)**	**(29)**
Subventions reçues		355	87
Impôts et taxes		(146)	(102)
Charges de personnel	13.2	(507)	(522)
Excédent brut d'exploitation		**(603)**	**(567)**
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations		(175)	(257)
Dotations nettes aux provisions	13.3	158	(642)
Transfert de charges		2	10
Autres charges		(227)	(185)
Résultat d'exploitation		**(846)**	**(1 640)**
Résultat financier	**14**	**381**	**1 440**
Résultat courant		**(465)**	**(200)**
Résultat exceptionnel	**15**	**1 771**	**(4 260)**
Impôt sur les sociétés	**16.2**	**474**	**532**
RÉSULTAT NET		**1 780**	**(3 928)**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31 déc. 2021	31 déc. 2020
Capacité d'autofinancement de l'exercice	**1**	**123**	**1 223**
Variation des stocks		969	268
Variation des créances clients (nettes des clients créditeurs)		7 899	225
Variation des dettes fournisseurs		(7 745)	177
Variation des autres postes		(2 006)	632
Variation du besoin en fonds de roulement	**2**	**(882)**	**1 302**
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	**(1-2) = I**	**1 005**	**(79)**
Immobilisations incorporelles et corporelles		250	241
Immobilisations financières		3 199	710
Variation des dettes d'investissement		-	-
Investissements	**1**	**3 449**	**950**
Contributions de tiers		3	5
Produits des cessions d'éléments d'actif		1 531	3 545
Réduction des immobilisations financières		738	8
Ressources	**2**	**2 273**	**3 557**
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	**(1-2) = II**	**1 176**	**(2 607)**
DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	**(I-II) = III**	**(171)**	**2 528**
Augmentation et diminution de capital	**1**	**-**	**-**
Dividende et acompte sur dividende versés aux actionnaires	**2**	**(1 296)**	**-**
Emprunts obligataires		2 541	4 100
Emprunts Groupe		4 001	1 000
Crédits à moyen et court terme et autres emprunts		2 414	1 763
Appel au marché financier	**3**	**8 956**	**6 863**
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(7 624)	(8 010)
Remboursements	**4**	**(7 624)**	**(8 010)**
FINANCEMENT	**(1+2+3+4) = IV**	**36**	**(1 147)**
VARIATION DE LA TRÉSORERIE	**(III+IV) = V**	**(135)**	**1 381**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations

6.4.2 Notes aux comptes sociaux

NOTE 1	Règles et méthodes comptables	352
NOTE 2	Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices	357
NOTE 3	Immobilisations incorporelles et corporelles	358
NOTE 4	Immobilisations financières	360
NOTE 5	Stocks et en-cours	363
NOTE 6	Créances	364
NOTE 7	Valeurs mobilières de placement	365
NOTE 8	Comptes de régularisation et écarts de conversion actif	365
NOTE 9	Capitaux propres	366
NOTE 10	Provisions	367
NOTE 11	Dettes financières	369
NOTE 12	Comptes de régularisation et écarts de conversion passif	373
NOTE 13	Résultat d'exploitation	373
NOTE 14	Résultat financier	374
NOTE 15	Résultat exceptionnel	375
NOTE 16	Situation fiscale	375
NOTE 17	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)	376
NOTE 18	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel	384
NOTE 19	Litiges	389
NOTE 20	Éléments relatifs aux parties liées	390
NOTE 21	Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif	391
NOTE 22	Événements postérieurs à la clôture	391

NOTE 1 Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2021 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan Comptable Général (PCG), issu des règlements ANC n° 2014 03 mis à jour de l'ensemble du règlement l'ayant modifié par la suite, ainsi que les recommandations publiées par l'ANC :

- recommandations et observations relatives à la prise en compte des conséquences de l'événement Covid-19 dans les comptes et situations établis à compter du 1er janvier 2020, version mise à jour de juillet 2021 (voir Note 6 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") ;
- recommandation 2013-02, relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et avantages similaires pour les comptes annuels, modifiée le 5 novembre 2021. La modification introduit l'option d'une nouvelle méthodologie de calcul de certains engagements. L'entreprise applique cette nouvelle méthodologie de calcul pour l'évaluation de ces engagements hors bilan (voir Note 18 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

Les opérations financières relatives aux participations, aux titres et aux créances rattachées à des participations, notamment les dotations ou reprises de dépréciation, sont inscrites en résultat exceptionnel et non en résultat financier. ENGIE SA considère en application de l'article 121-3 du PCG que cette classification dérogatoire donne une image plus fidèle du compte de résultat car elle permet de regrouper avec les plus ou moins-values de cession, dans les éléments exceptionnels, tous les éléments de résultat afférents aux participations.

Utilisation d'estimations et du jugement

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la forte volatilité des marchés des matières premières, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers et l'appréciation du risque de contreparties et de liquidité. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont également été pris en considération par ENGIE SA dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz, en hausse sensible sur le second semestre 2021.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, ENGIE SA révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par ENGIE SA pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation des titres de participation (voir Note 4 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des titres de participation. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre régulatoire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à comptabiliser des pertes de valeur ou à modifier celles déjà comptabilisées ;
- la valorisation des instruments financiers (voir Note 17 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, ENGIE SA utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

  Les instruments financiers dérivés utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

  Les variations de valeur de ces instruments ne remplissant pas les critères de couverture sont comptabilisées au bilan. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, laquelle est évaluée sur la base d'ensembles homogènes ayant un sous-jacent équivalent, que ces instruments soient négociés de gré à gré ou sur un marché organisé.

  Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

  En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

  ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

  Les primes d'option sont étalées en résultat sur la durée de la couverture. Le déport/report des opérations de change à terme est comptabilisé en résultat dans la valeur d'entrée de l'élément couvert ;
- l'énergie en compteur (voir Note 6 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés et non facturés, sont déterminées sur la base de modèles mathématiques intégrant la consommation estimée des clients et une estimation des prix de vente. Le montant ainsi déterminé de l'énergie en compteur à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix retenues (voir paragraphe *Créances d'exploitation* ci-après) ;
- l'évaluation des provisions pour risques et charges (voir Note 10 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  L'évaluation des provisions pour risques et charges repose sur des hypothèses dont la modification pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;
- l'évaluation des engagements de retraite et autres engagements envers le personnel hors bilan (voir Note 18 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Toute modification dans les hypothèses retenues par ENGIE SA pourrait avoir un impact significatif sur l'évaluation des engagements.

Immobilisations incorporelles

Ce poste comprend pour l'essentiel les valeurs d'achat ou de production des logiciels, amortis sur leur durée d'utilité.

La durée d'utilité des logiciels retenue pour le calcul de l'amortissement est généralement comprise entre cinq et sept ans.

Les autres frais de développement sont immobilisés s'ils satisfont des conditions précises, notamment la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs.

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût réel d'achat ou de production, y compris les frais accessoires, à l'exception de celles acquises antérieurement au 31 décembre 1976 qui figurent pour leur valeur réévaluée à cette date.

L'essentiel des immobilisations corporelles est amorti selon le mode linéaire.

Les durées d'amortissement sont fondées sur les durées d'utilité déterminées en fonction de l'utilisation attendue des actifs. Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes :

- Constructions : de 20 à 60 ans ;
- Autres immobilisations : de 3 à 15 ans.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif sont comptabilisés en charges et étalés sur la période de financement.

Composants

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, l'actif est comptabilisé globalement. Si, dès l'origine, un ou plusieurs éléments ont chacun des durées d'utilité différentes, chaque élément est comptabilisé séparément et fait l'objet d'un plan d'amortissement propre.

Immobilisations financières

Titres de participation

Ils représentent des investissements durables qui permettent d'assurer le contrôle de la société émettrice, d'y exercer une influence notable, ou d'établir avec la société émettrice des relations d'affaires.

Les nouveaux titres acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés.

En ce qui concerne les titres pour lesquels ENGIE SA s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable à sa valeur d'utilité si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, à la valeur de rendement laquelle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (selon les méthodes *discounted cash flow* – DCF – ou *dividend discount model* – DDM) et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.

En ce qui concerne les titres pour lesquels une décision de cession a été prise, la valeur comptable des titres concernés est ramenée à leur valeur de cession estimée si celle-ci est inférieure. Dans le cas de négociations en cours, la valeur comptable des titres concernés est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite.

Mali technique

Le mali technique de fusion est rattaché comptablement à ses actifs sous-jacents, en l'occurrence les titres de participation.

Chaque quote-part du mali affectée à un actif sous-jacent subit une dépréciation lorsque la valeur actuelle de cet actif devient inférieure à sa valeur nette comptable, majorée de la quote-part de mali qui lui est affectée. La dépréciation est imputée en priorité sur la quote-part du mali technique.

La cession des actifs sous-jacents entraîne la reprise par le compte de résultat de la quote-part du mali attachée aux actifs cédés.

Créances rattachées à des participations

Il s'agit de prêts octroyés à des entreprises dans lesquelles ENGIE SA détient une participation.

Les créances rattachées sont comptabilisées à leur valeur nominale. En liaison avec l'évaluation des titres de participation, une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur d'utilité de ces créances devient inférieure à leur valeur nominale.

Des provisions pour risques peuvent être constituées si la Société estime son engagement supérieur aux actifs détenus.

Autres immobilisations financières

Les titres autres que les participations, qu'ENGIE SA a l'intention de conserver durablement, mais qui ne correspondent pas aux critères définis pour les titres de participation, figurent essentiellement dans ce compte.

Une dépréciation est éventuellement constituée selon les critères décrits ci-dessus pour les titres de participation.

Contrat de liquidité et actions propres

ENGIE SA a signé un contrat de liquidité avec un prestataire de service d'investissement, lui déléguant un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, dans le but d'assurer la liquidité et d'animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles.

Les sommes versées à ce prestataire sont inscrites en "autres titres immobilisés". Les actions sont dépréciées lorsque le cours moyen du mois de clôture est inférieur à leur valeur comptable.

Stocks

Gaz naturel

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains est porté en stocks. Il est valorisé au coût moyen d'achat intégrant le coût de transport à l'étranger et en France jusqu'en entrée des stockages, y compris le coût de regazéification du gaz naturel liquéfié, toutes origines confondues. Les sorties sont valorisées mensuellement selon la méthode du coût moyen unitaire pondéré (CMUP).

Une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager pour la distribution, est inférieure au coût moyen pondéré.

Certificats d'Économie d'Énergie (CEE)

ENGIE SA applique les dispositions du PCG relative au traitement comptable des CEE relevant du modèle "économie d'énergie".

Les ventes d'énergie génèrent une obligation d'économie d'énergie laquelle est éteinte par :

- l'achat des certificats ; ou
- l'obtention des certificats par la réalisation de travaux donnant lieu à des économies d'énergie ; ou
- le versement au Trésor public de pénalités prévues à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie.

Les certificats d'économie d'énergie sont comptabilisés comme suit :

- entrées en stocks : les certificats sont enregistrés à leur coût d'acquisition ou de production s'agissant des certificats obtenus de l'État français en contrepartie de la réalisation de dépenses d'économie d'énergie. Les certificats acquis à leur coût d'acquisition sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré ;
- sorties de stocks : les sorties de certificats sont évaluées selon la méthode du coût moyen unitaire pondéré, sont réalisées au fur et à mesure des ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie ou le cas échéant, lors de cessions (les résultats de cessions relevant du résultat d'exploitation).

À la clôture, les comptes présentent une position nette :

- un actif (stocks) est comptabilisé si les obligations d'économies d'énergie sont inférieures à la réalisation d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économie d'énergie. Il sera consommé ultérieurement par la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie, ou par des cessions ;
- un passif est comptabilisé si les obligations d'économie d'énergie sont supérieures à la réalisation d'économie d'énergie et représente le coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il sera éteint ultérieurement par l'achat de certificats ou par la réalisation de dépenses d'économie d'énergie permettant l'obtention de certificats.

Mécanisme de rémunération de capacités (CRM)

Le mécanisme de capacité introduit par la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) du 7 décembre 2010 est effectif depuis le 1er janvier 2017. Il vise à garantir durablement la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, en assurant sur le long terme l'équilibre entre production et consommation.

Pour chaque année civile :

- les fournisseurs d'électricité sont obligés de détenir des garanties de capacité à hauteur de la consommation à la pointe de leur portefeuille de clients ;
- les exploitants de capacité, de production et d'effacement s'engagent sur un certain niveau de disponibilité lors des pointes hivernales et perçoivent en contrepartie des garanties de capacité ;
- les transactions relatives aux garanties de capacité s'exercent sur le marché des garanties de capacité géré par Epex Spot (enchères) ou dans le cadre de contrats de gré à gré.

Conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 28 février 2019, le prix de référence des écarts en capacité (PREC) correspond, depuis l'année de livraison 2020, au prix de la dernière enchère intervenue pour une année de livraison donnée avant qu'elle ne débute.

La dixième enchère d'échanges de garanties de capacité de l'année 2022, organisée par Epex Spot, est intervenue le 9 décembre 2021 : le PREC pour l'année 2022 s'établit à 23 900 euros/MW.

ENGIE SA commercialise auprès d'une partie de sa clientèle des offres d'effacement indissociables de l'offre de fournitures d'électricité et est par ailleurs un obligé en tant que fournisseur d'électricité.

En l'absence de règlement spécifique de l'ANC, ENGIE SA applique aux garanties de capacité les dispositions du PCG relatives aux stocks d'exploitation de certificats d'économie d'énergie – modèle "économie d'énergie" :

- les entrées en stock sont valorisées selon les coûts exposés au titre de la période considérée pour l'acquisition ou l'obtention de garanties, conduisant à la détermination d'un coût moyen unitaire pondéré (CMUP) du stock ;
- au moment de leur restitution, les sorties de stock de garanties sont valorisées au coût moyen pondéré.

Créances d'exploitation

Les comptes clients regroupent toutes les créances liées à la vente des biens et les créances rattachées au cycle d'exploitation.

Énergie livrée non facturée

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non. Cela concerne les clients non facturés mensuellement (clientèle domestique principalement) ainsi que ceux dont la période de facturation ne correspond pas à la période de consommation du mois.

Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés, et non facturés dits "énergie en compteur" sont déterminées sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par le Groupe. Elles sont valorisées au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteur. L'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

Les clients, principalement la clientèle domestique, peuvent, par ailleurs, opter pour la mensualisation de leur règlement. Dans ce cas, une avance mensuelle est encaissée par l'entreprise, et une facture est émise à la date anniversaire du contrat donnant lieu, à cette date, au règlement (ou remboursement) de la différence entre le montant facturé et les avances déjà perçues.

Les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, sont diminuées des montants correspondants déjà encaissés par l'entreprise au titre des avances des clients mensualisés.

Dépréciation des créances clients

Le risque d'impayés est apprécié individuellement pour les clients les plus importants.

Les créances des autres clients font l'objet d'une dépréciation forfaitaire progressive en prenant en compte l'ancienneté des créances.

Le risque potentiel de non-recouvrement des créances relatives à l'énergie livrée et non facturée est également pris en compte.

Créances diverses

Les créances diverses regroupent notamment le compte courant avec ENGIE Finance, ainsi que les appels de marge. Celles qui présentent un risque de non-recouvrement font l'objet d'une dépréciation.

La crise exceptionnelle des prix de gros du gaz naturel a conduit le Gouvernement français, par le décret du 23 octobre 2021, et dans les conditions prévues par le Code de l'énergie, à geler les tarifs réglementés de vente de gaz naturel (TRVG) à des niveaux inférieurs aux coûts d'approvisionnement supportés par les fournisseurs, et ce à partir du 1er novembre 2021 s'agissant de ceux proposés par ENGIE.

Sur amendement du gouvernement, la loi de finance pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021) a introduit le dispositif de "bouclier tarifaire" :

- l'article 181 plafonne les tarifs réglementés de vente du gaz (TRVG) jusqu'au 30 juin 2022 au niveau de ceux du 1er octobre 2021 ;
- il prévoit que les pertes de recettes supportées à compter du 1er novembre 2021 par le fournisseur de gaz naturel constituent des charges imputables aux obligations de service public et qu'elles font l'objet d'une compensation garantie par l'État dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement effectivement supportés approuvés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) lors de l'établissement de la formule tarifaire. Un mécanisme de rattrapage sera mis en place dès juillet 2022 pour compenser les pertes des fournisseurs d'énergie, qui pourront alors augmenter leurs tarifs.

En conséquence, ENGIE SA constate une subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes au TRVG réalisées (voir Note 6 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont comptabilisées pour leur prix d'acquisition.

Lorsque la valeur de marché des titres au 31 décembre est inférieure à leur valeur comptable, une dépréciation est constituée pour la différence.

Dans le cas de titres cotés, cette valeur de marché est déterminée sur la base du cours de clôture.

Capitaux propres

Prime d'émission

Les frais externes directement attribuables aux augmentations de capital sont comptabilisés en diminution de la prime d'émission. Les autres frais sont portés en charges de l'exercice.

Prime de fusion

Les frais externes directement attribuables à la fusion intervenue en 2008 entre Gaz de France SA et SUEZ ont été comptabilisés en diminution de la prime de fusion.

Écarts de réévaluation

Cette rubrique résulte de la réévaluation légale de 1959, ainsi que de celle de 1976 pour les biens non amortissables hors concession.

Provisions réglementées

Amortissements dérogatoires

Un amortissement dérogatoire est constaté chaque fois que les durées d'utilité (retenues en comptabilité pour l'amortissement des immobilisations corporelles) sont différentes des durées d'usage (admises fiscalement) ou que le mode d'amortissement est différent.

Provision pour hausse de prix

La provision pour hausse de prix a été instituée par l'article 39-1-5 du CGI afin de permettre aux entreprises de déduire temporairement des bases de l'impôt une fraction des bénéfices investis dans la reconstitution des stocks en cas de hausse des prix importante.

Provisions pour risques et charges

Une provision est constituée lorsque l'entreprise a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé et dont il est probable qu'elle engendrera une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques futurs dont le montant peut être estimé de façon fiable.

Le montant comptabilisé en provisions représente la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de l'obligation actuelle à la date de clôture.

Provisions pour remise en état des terrains d'anciennes usines à gaz

Une provision pour dépollution des anciennes usines à gaz et de remise en état des sites est constituée dès l'existence d'un engagement vis-à-vis d'un tiers (conclusion d'une offre engageante de cession du bien). Les provisions sont évaluées actif par actif et reflètent la meilleure estimation des coûts à terme en fonction de l'état actuel des connaissances techniques et exigences réglementaires.

Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat d'exploitation.

Provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés

La provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre *in fine* la moins-value de cession égale à la valeur comptable des titres d'autocontrôle attribués gratuitement aux salariés. Les dotations, reprises et charges relatives aux attributions gratuites d'actions aux salariés figurent dans les charges de personnel.

Prestations de retraite et autres engagements envers le personnel

Régime spécial des Industries Électriques et Gazières

ENGIE SA relève principalement du régime spécial Invalidité, Vieillesse et Décès des Industries Électriques et Gazières présenté en Note 18.

Méthode de comptabilisation

ENGIE SA inscrit à son passif sous forme de provisions les engagements accordés au personnel correspondant à des droits déjà ouverts (rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité) ou à des prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière).

Dans le cadre de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France intervenue en 2008 avec effet rétroactif au 1er janvier 2008, les provisions pour engagements de retraite et autres avantages (retraite, indemnités de départ et régime de prévoyance) comptabilisées par SUEZ au 31 décembre 2007 ont été apportées à ENGIE SA.

Ces provisions ne font plus l'objet de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés ou de la désactualisation des provisions transférées dans le cadre de la fusion. Elles sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements.

Les autres engagements ne sont pas provisionnés au passif du bilan, ils sont mentionnés en engagements hors bilan (voir Note 17 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

Méthode d'évaluation et hypothèses actuarielles

Le mode d'évaluation retenu est fondé sur la méthode des "unités de crédit projetées". La valeur actualisée des obligations d'ENGIE SA est déterminée à hauteur des droits acquis par chaque salarié à la date d'évaluation, par application de la formule d'attribution des droits définie pour chaque régime. Lorsque la formule d'acquisition des droits intègre un palier dont l'effet est de différer l'émergence de l'obligation, celle-ci est déterminée sur un mode linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ en retraite, de mortalité et de rotation du personnel.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués.

Dettes financières

Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis en euros et en devises par la Société sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts-Comptables (OEC) n° 28 de juillet 1994, à savoir en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en dettes financières, leur remboursement n'étant pas perpétuel.

Primes de remboursement des emprunts obligataires et frais d'émission

Les frais d'émission des emprunts sont étalés linéairement sur la durée de vie des contrats concernés. Ces frais d'émission comprennent principalement les frais de publicité (pour les emprunts nécessitant un appel public à l'épargne) et les commissions dues aux intermédiaires financiers.

Les emprunts obligataires dont le remboursement est assorti de primes sont comptabilisés au passif du bilan pour leur valeur totale, primes de remboursement incluses. En contrepartie, ces dernières sont inscrites à l'actif en "comptes de régularisation" et sont amorties sur la durée de l'emprunt au prorata des intérêts courus.

Instruments financiers dérivés

Conformément aux principes réaffirmés par le règlement ANC n° 2015-05 applicable de manière obligatoire depuis le 1er janvier 2017, les instruments financiers utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

Les gains latents des opérations ne remplissant pas les critères de couverture n'interviennent pas dans la formation du résultat ; les pertes latentes de ces opérations font en revanche l'objet d'une provision.

Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

Opérations en devises

Les charges et produits en devises sont enregistrés pour leur contre-valeur en euros à la date de l'opération.

Les dettes, créances et disponibilités libellées en devises sont converties au cours de la devise au 31 décembre.

Les différences de conversion constatées sont portées au compte de résultat pour les disponibilités, et inscrites au bilan en "écart de conversion" pour les dettes et créances. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, après prise en compte des éventuels instruments de couverture attachés à ces dettes et créances.

Impôt sur les bénéfices

ENGIE SA est depuis le 1er janvier 1988 sous le régime d'intégration fiscale institué par l'article 68 de la loi n° 87-1060 du 30 décembre 1987. Elle est société tête de Groupe au sens des dispositions des articles 223 A et suivants du CGI.

Les filiales du périmètre d'intégration fiscale contribuent à la charge d'impôt du Groupe à hauteur du montant d'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration.

Les effets du régime d'intégration fiscale sont comptabilisés sur la charge d'impôt d'ENGIE SA, en tant que société mère.

Parallèlement aux modalités de répartition de l'impôt sur les sociétés, ENGIE SA constitue une provision relative aux économies d'impôt générées par les déficits remontant des filiales. Ces économies bénéficient dans un premier temps à ENGIE SA en tant que société mère et sont restituées aux filiales lors de leur retour aux bénéfices, d'où la constitution d'une provision.

NOTE 2 Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices

Faits significatifs de l'exercice

Bouclier tarifaire

La crise exceptionnelle des prix de gros du gaz naturel a conduit le Gouvernement français à geler les tarifs réglementés de vente de gaz naturel (TRVG) à des niveaux inférieurs aux coûts d'approvisionnement supportés par les fournisseurs, et ce à partir du 1er novembre 2021 s'agissant de ceux proposés par ENGIE.

L'application du mécanisme dit de "bouclier tarifaire" est détaillée dans les Notes 1, 6 et 13.5 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

Comparabilité des exercices

L'exercice 2021 est comparable à l'exercice 2020.

NOTE 3 Immobilisations incorporelles et corporelles

3.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Reclassement	31 déc. 2021
Incorporelles	**2 022**	**190**	**(16)**	**5**	**2 201**
Applications informatiques	1 474	-	(16)	178	1 636
Autres	365	-	-	5	370
En-cours [1]	183	190	-	(178)	195
Corporelles	**938**	**59**	**(43)**	**(5)**	**949**
Terrains	29	-	-	1	30
Actif de démantèlement	3	-	-	-	3
Constructions	404	-	(12)	5	397
Installations techniques	259	-	(29)	13	243
Inst. géné., agencements et aménagements divers	121	-	(2)	19	138
Autres	25	-	-	2	27
En-cours	97	59	-	(45)	111
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 960**	**249**	**(59)**	**-**	**3 150**

(1) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques

3.2 Amortissements et dépréciations

Les amortissements ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	31 déc. 2021
Incorporelles	1 287	186	(6)	1 467
Applications informatiques	1 088	165	(6)	1 247
Autres	199	21	-	220
Corporelles	542	38	(37)	543
Terrains	-	-	-	-
Actif de démantèlement	3	-	-	3
Constructions	299	9	(11)	297
Installations techniques	145	18	(24)	139
Inst. géné., agencements et aménagements divers	71	11	(2)	80
Autres	24	-	-	24
En-cours	-	-	-	-
TOTAL	**1 829**	**224**	**(43)**	**2 010**

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2020	Dotations	Reprises	31 déc. 2021
Immobilisations incorporelles	148	50	(20)	178
Immobilisations corporelles	26	1	(9)	18
TOTAL	**174**	**51**	**(29)**	**196**

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Dotations aux amortissements d'exploitation	**203**	**188**
Dotation aux amortissements linéaires	202	186
Dotation aux amortissements dégressifs	1	2
Dotation aux amortissements des actifs de démantèlement	-	-
Dotations aux amortissements exceptionnels	**22**	**20**
Reprises sur amortissements	**-**	**-**

3.3 Valeurs nettes

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles et corporelles s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes	Amortissements cumulés	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2021	Valeurs nettes au 31 déc. 2020
Incorporelles	**2 201**	**(1 467)**	**(178)**	**555**	**587**
Applications informatiques	1 636	(1 247)	(55)	333	379
Autres	370	(220)	(123)	27	26
En-cours	195	-	-	195	182
Corporelles	**949**	**(543)**	**(18)**	**388**	**370**
Terrains	30	-	-	30	24
Actif de démantèlement	3	(3)	-	-	-
Constructions	397	(297)	(7)	93	95
Installations techniques	243	(139)	-	104	113
Inst. géné., agencements et aménagements divers	138	(80)	(11)	47	40
Autres	27	(24)	-	3	1
En-cours	111	-	-	111	97
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 151**	**(2 010)**	**(196)**	**943**	**957**

NOTE 4 Immobilisations financières

4.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Autres	31 déc. 2021
Titres de participation	**72 497**	**2 709**	**(527)**	**-**	**74 679**
Titres de participation consolidés	71 927	2 561	(379)	(8)	74 101
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	32	-	-	-	32
Titres de participation non consolidés	538	148	(148)	8	546
Autres immobilisations financières	**426**	**517**	**(763)**	**-**	**180**
Autres titres immobilisés	32	-	(1)	-	31
Créances rattachées à des participations	342	347	(583)	-	106
Prêts	13	7	(6)	-	14
Autres immobilisations financières	39	163	(173)	-	29
TOTAL	**72 923**	**3 226**	**(1 290)**	**-**	**74 859**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel

Les mouvements sur les actions propres sont détaillés en Note 9.1.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en Note 4.4.

La variation des créances rattachées s'explique par le remboursement de la créance ENGIE Renouvelable pour 270 millions d'euros et par une nouvelle créance accordée à Réservoir Sun pour 33 millions d'euros.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2021 s'explique essentiellement par les opérations suivantes :

- cession de titres GRTgaz pour - 338 millions d'euros ;
- cession des titres Ecometering pour - 38 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital d'Equans pour 2 500 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital COGAC pour 25 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital SFIG pour 36 millions d'euros.

Au 31 décembre 2021, le poste "autres immobilisations financières" est composé de :

- dépôts versés pour 19 millions d'euros ;
- titres détenus dans le cadre de contrats de liquidités pour 10 millions d'euros.

4.2 Dépréciations

En millions d'euros	31 déc. 2020	Dotations	Reprises	Autres	31 déc. 2021
Titres de participation consolidés	11 912	66	(957)	(8)	11 013
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	31	-	-	-	31
Titres de participation non consolidés	231	37	(1)	8	275
Autres titres immobilisés	9	-	(3)	-	6
Créances rattachées à des participations	60	4	-	-	64
Prêts	-	-	-	-	-
TOTAL	**12 243**	**107**	**(961)**	**-**	**11 389**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel

La variation des dépréciations s'explique principalement par :

- les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - ENGIE New Ventures pour 27 millions d'euros,
  - SFIG pour 22 millions d'euros,
  - ENGIE China Investement Cy pour 10 millions d'euros,
  - ENGIE Information & Technologies pour 4 millions d'euros ;
- les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - Electrabel pour 698 millions d'euros,
  - COGAC pour 205 millions d'euros,
  - Ecometering pour 31 millions d'euros,
  - GENFINA pour 23 millions d'euros.

La valeur d'utilité des titres de participations retenue pour la détermination des dépréciations est déterminée par référence à :

- la valeur intrinsèque pour les sociétés de financement : elle correspond à l'actif net réévalué des plus-values latentes ;
- la valeur de rendement pour les sociétés cotées en bourse, notamment SUEZ : elle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice ;
- la valeur d'utilité pour les autres filiales opérationnelles : elle correspond au flux de trésorerie/dividendes (DCF/DDM) attendus pour les filiales portant directement ou indirectement des activités opérationnelles.

Les trajectoires supportant ces valeurs proviennent du budget 2022 et du plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2025-2040 lesquelles ont été approuvées en novembre 2021 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide ("prix *forward*") concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de forte volatilité des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO_2 sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019 et en juillet 2021. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

En particulier, les hypothèses les plus structurantes pour la détermination de la valeur d'utilité d'Electrabel, dont la valeur comptable représente près de la moitié du portefeuille titres d'ENGIE SA, concernent l'évolution :

- du cadre régulatoire de ses activités dans chacun des pays d'implantation et notamment du cadre régulatoire belge portant sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes ainsi que sur le niveau des redevances et contributions nucléaires payées à l'État belge ;
- de la demande de gaz et d'électricité ;
- des prix de l'électricité ;
- des taux de change ;
- et des taux d'actualisation.

Electrabel porte directement ou via des participations en Europe et à l'international les activités opérationnelles principales suivantes :

- production et vente d'électricité :
  - à partir du parc de centrales nucléaires en Belgique ;
  - à partir de capacités thermiques principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Australie, Singapour, Brésil, Porto Rico, Chili, Mexique, Pérou, Moyen-Orient ;
  - à partir de capacités de production renouvelables principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Allemagne, Royaume-Uni, Brésil, Chili, Mexique.
- commercialisation de gaz naturel et d'électricité en Belgique, Pays-Bas, Italie, Royaume-Uni, Australie, Singapour ;
- gestion et optimisation de portefeuilles d'actifs physiques et contractuels.

4.3 Valeurs nettes

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2021	Valeurs nettes au 31 déc. 2020
Titres de participation	**74 679**	**(11 319)**	**63 360**	**60 323**
Titres de participation consolidés	74 101	(11 013)	63 088	60 015
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	32	(31)	1	1
Titres de participation non consolidés	546	(275)	271	307
Autres immobilisations financières	**180**	**(71)**	**109**	**357**
Autres titres immobilisés	31	(6)	25	23
Créances rattachées à des participations	106	(65)	42	282
Prêts	14	-	14	13
Autres immobilisations financières	29	-	29	39
TOTAL	**74 859**	**(11 390)**	**63 469**	**60 680**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel

4.4 Filiales et participations

Certaines données du tableau sont non auditées.

En millions d'euros	Capital social	Autres capitaux propres	% du capital détenu	Valeur comptable des titres détenus Brut	Provisions	Montant des prêts et avances consentis	Montant des cautions et avals fournis	Chiffre d'affaires	Bénéfice net ou perte	Dividendes encaissés en 2021	Date de clôture
Raison sociale											
A – Renseignements détaillés concernant les participations dont la valeur brute excède 1% du capital d'ENGIE SA soit 24 352 850 euros											
1. Filiales (quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%)											
Agua Provinciales de Santa Fe	1	(180)	64,19%	39	(39)	-	-	-	(12)	-	12/2020
Celizan	-	-	100,00%	31	(31)	-	-	-	-	-	12/2021
Cogac	1 002	(201)	100,00%	2 580	(277)	-	-	-	(314)	-	12/2021
Electrabel	5 790	11 107	99,13%	34 148	(8 626)	-	-	13 622	169	-	12/2021
ENGIE Renouvelables	507	6	100,00%	1 641	-	-	-	-	28	-	12/2021
ENGIE Alliance	100	(49)	64,00%	62	-	-	1 000	-	(49)	-	12/2021
ENGIE China Invest Company	43	(24)	100,00%	123	(69)	-	-	-	(7)	-	12/2021
ENGIE Energie Services	699	8	100,00%	2 933	-	-	-	2 259	(132)	-	12/2021
ENGIE Energie Services International	1 571	103	100,00%	3 908	-	-	-	5	(25)	-	12/2021
ENGIE Finance	5 460	282	100,00%	5 567	-	3 345	-	2	171	143	12/2021
ENGIE IT	105	(165)	100,00%	228	(228)	-	-	379	(61)	-	12/2021
ENGIE Management Company	63	(130)	100,00%	115	(115)	-	-	168	(24)	-	12/2021
ENGIE New Business	216	(26)	100,00%	219	-	-	-	-	(25)	-	12/2021
ENGIE New Ventures	69	(45)	100,00%	92	(44)	-	-	-	(38)	-	12/2021
ENGIE Rassembleurs d'Énergies	50	(17)	100,00%	50	(6)	-	-	-	(2)	-	12/2021
Equans	625	1 858	100,00%	2 500	-	-	-	-	(17)	-	12/2021
GDF International	3 972	721	100,00%	3 972	-	-	-	10	315	36	12/2021
Genfina	100	424	100,00%	2 627	(1 354)	-	-	-	9	-	12/2021
GRDF	1 801	1 882	100,00%	8 405	-	-	-	3 559	338	452	12/2021
GRTgaz	640	4 172	60,81%	1 901	-	-		1 849	415	262	12/2021
S.F.I.G	2	9	100,00%	94	(80)	-	-	13	1	-	12/2021
Sopranor	-	3	100,00%	245	(242)	-	-	-	(1)	-	12/2021
Storengy SAS	2 733	123	100,00%	2 733	-	-	-	63	112	107	12/2021
50FIVE	-	6	100,00%	34	(34)	-	-	12	(4)	-	12/2021
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)											
Aguas Argentinas	1	(8)	48,20%	145	(145)	-	-	-		-	12/2020

En millions d'euros	Capital social	Autres capitaux propres	% du capital détenu	Valeur comptable des titres détenus		Montant des prêts et avances consentis	Montant des cautions et avals fournis	Chiffre d'affaires	Bénéfice net ou perte	Dividendes encaissés en 2021	Date de clôture
				Brut	Provisions						
B – Renseignements concernant les autres filiales ou participations											
1. Filiales non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	59	(22)	-				1	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	9	-	-				-	
2. Participations non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	20	(6)	-				35	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	24	-						
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	216	(7)	-				8	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL				**74 720**	**(11 325)**					**1 044**	

NOTE 5 Stocks et en-cours

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2021
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	440	1 712	(985)	1 167
Certificats d'Économie d'Énergie	285	1 193	(1 042)	435
Garanties de capacités	450	159	(70)	539
Garanties d'origine	-	2		2
TOTAL	**1 174**	**3 066**	**(2 098)**	**2 143**

Les dépréciations des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2021
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	-	-	-	-
Certificats d'Économie d'Énergie	(5)	-	5	-
Garanties de capacités	-	-	-	-
Garanties d'origine	-	-	-	-
TOTAL	**(5)**	**-**	**5**	**-**

Les valeurs nettes des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2021	Valeurs nettes au 31 déc. 2020
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	1 167	-	1 167	440
Certificats d'Économie d'Énergie	435	-	435	280
Garanties de capacités	539	-	539	450
Garanties d'origine	2	-	2	-
TOTAL	**2 143**	**-**	**2 143**	**1 169**

5.1 Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2021 est en augmentation de 727 millions d'euros par rapport à fin décembre 2020.

L'effet prix (+198,18%) entraîne la forte hausse de la valeur du stock de gaz naturel, alors que les volumes baissent notamment sur les stockages à l'étranger (-2,7 TWh).

5.2 Certificats d'économie d'énergie

Le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 avait prolongé la quatrième période d'une année et modifié le volume de TWh cumac* exigible sur la nouvelle période.

(*) cumac : unités cumulées et annualisées sur la durée de vie de l'équipement.

De ce fait, l'objectif national d'économie d'énergie pour cette quatrième période, du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2021, avait été fixé à 2 133 TWh sur quatre ans pour l'ensemble des vendeurs, dont 533 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique (en application de l'article 30 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte – LTECV).

En application du décret n° 2017-690 du 2 mai 2017, l'obligation annuelle d'ENGIE SA pour l'obligation certificats d'économie d'énergie (CEE) "classique" est déterminée en appliquant à ses ventes les coefficients suivants : 0,278 kWh cumac/kWh vendu pour le gaz naturel, et 0,463 pour l'électricité.

Pour l'obligation CEE "précarité énergétique" (533 TWhc), le coefficient de proportionnalité permettant de calculer l'obligation CEE à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique supplémentaire à l'obligation CEE "classique" est fixé à 0,333.

Au titre de la quatrième période qui s'est achevée au 31 décembre 2021 :

- ENGIE SA a respecté ses engagements en tant qu'obligé ;
- ENGIE SA transmettra au PNCEE la déclaration certifiée par les Commissaires aux comptes des volumes d'énergie vendus sur la 4e période ;
- la procédure de réconciliation administrative telle que définie aux articles R. 221-1 à R. 221-13 du Code de l'énergie interviendra au cours de l'exercice 2022. Sur base de la notification définitive qui sera établie par le PNCEE, le registre procédera à l'annulation des CEE correspondant à l'obligation d'ENGIE SA, en commençant par les plus anciens.

Le décret n° 2021-712 du 3 juin 2021 a fixé les modalités pour la cinquième période d'obligation d'économies d'énergie qui s'étend du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2025 : l'objectif national d'économie d'énergie pour cette cinquième période est désormais fixé à 2 500 TWh sur quatre ans pour l'ensemble des vendeurs, à savoir 1 770 TWh cumac d'obligation classique et 730 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique.

5.3 Mécanisme de rémunération de capacité

Les obligations de capacités sont dépendantes des volumes de ventes d'électricité.

En 2021, ENGIE SA continue d'accroître ses ventes d'électricité, et augmente ses stocks de CRM en corrélation, pour couvrir ses obligations.

NOTE 6 Créances

6.1 Échéancier des créances

En millions d'euros	Montants bruts au 31 déc. 2021	Degré de liquidité		
		À fin 2022	De 2023 à 2026	2027 et au-delà
Actif immobilisé	**180**	**5**	**1**	**174**
Créances rattachées à des participations	106	4	-	101
Prêts	14	1	1	13
Contrats de liquidité	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	60	-	-	60
Actif circulant	**28 146**	**27 704**	**307**	**136**
Créances clients et comptes rattachés (1)	12 260	12 233	27	-
Comptes courants des filiales	7 533	7 533	-	-
Autres créances d'exploitation	651	651	-	-
Autres créances (2)	7 555	7 140	280	136
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	147	147	-	-
TOTAL	**28 326**	**27 709**	**308**	**309**

(1) Les ventes d'énergie en compteur nettes des avances reçues des clients mensualisés s'élèvent à 753 millions d'euros TTC au 31 décembre 2021 contre 590 millions d'euros TTC au 31 décembre 2020

(2) Dont 248 millions d'euros de subventions à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes au TRVG réalisées au cours des mois de novembre et décembre 2021

6.2 Dépréciations des créances

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2021
Créances rattachées à des participations	60	4	-	-	65
Prêts	-	-	-	-	-
Créances clients et comptes rattachés (1)	410	225	(245)	-	389
Autres créances diverses	1	-	-	-	1
TOTAL	**471**	**229**	**(245)**	**-**	**455**

(1) Dont 33,2 millions d'euros de dépréciations de créances liées à la Covid-19

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2021	Valeurs nettes 31 déc. 2020
Titres autocontrôle destinés aux attributions gratuites d'actions	199	-	199	249
OPCVM	1 831	(1)	1 830	2 430
Dépôts à terme	1 479	-	1 479	582
TOTAL	**3 509**	**(1)**	**3 508**	**3 261**

La valeur brute des titres d'autocontrôle au 31 décembre 2021 est de 199 millions d'euros, et ne fait pas l'objet d'une dépréciation. La valeur nominale des actions auto-détenues est de 15 millions d'euros.

Tous les titres d'autocontrôle en stock sont affectés à un plan. Ces actions sont valorisées au cours du jour de décision d'attribution, par le Conseil d'Administration, du plan auquel elles sont affectées. Ces actions sont conservées jusqu'à leur livraison à leur valeur nette comptable et font l'objet d'une provision constatée au passif (voir Note 10.1.2 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

NOTE 8 Comptes de régularisation et écarts de conversion actif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2021
Primes de remboursement des emprunts	159	28	(23)	164
Frais d'émission d'emprunts à étaler	47	16	(10)	53
Contrats optionnels	442	1 641	-	2 083
Instruments financiers	1 123	2 281	(31)	3 373
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**1 771**	**3 966**	**(64)**	**5 673**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF	**304**	**102**	**(134)**	**272**

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes et frais d'émission d'emprunts d'ENGIE SA restant à étaler ;
- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;
- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises.

Écarts de conversion Actif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 9 Capitaux propres

9.1 Capital social – actions en circulation

Le capital social est entièrement libéré. Chaque action, d'un euro nominal, confère un droit de vote simple.

Capital social	
Actions composant le capital social au début de l'exercice	2 435 285 011
Nombre total d'actions composant le capital social	**2 435 285 011**

Au cours de l'exercice 2021, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 11 986 865 actions et des cessions cumulées de 11 986 865 actions ayant généré une plus-value nette de 34 364,29 euros. Au 31 décembre 2021, ENGIE SA ne détient plus d'actions propres dans le cadre du contrat de liquidité.

Dans le cadre des plans d'attribution d'actions gratuites (voir Note 9.3 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux"), ENGIE SA détient 15 083 149 actions propres au 31 décembre 2021.

9.2 Évolution des capitaux propres

En millions d'euros	
Capitaux propres au 31 décembre 2020	**30 702**
Dividendes distribués et acompte sur dividende et autres	(1 386)
Écarts de réévaluation	
Provisions réglementées – Subventions investissements	115
Résultat	1 780
Capitaux propres au 31 décembre 2021	**31 211**

ENGIE SA a versé en 2021 :

- au titre de l'exercice 2020, un dividende de 0,53 euro par action pour un montant total de 1 282,7 millions d'euros, déduction faite des actions auto-détenues au jour de la mise en paiement des dividendes pour 8 millions d'euros ;
- un dividende sur prime de fidélité de 0,053 euro par action pour un montant total de 13,5 millions d'euros.

9.3 Plans d'attribution d'actions gratuites au personnel et options d'achat d'actions

Politique d'attribution

L'attribution d'actions gratuites aux salariés a pour objectif d'associer tous les salariés à la croissance et à la performance du Groupe. Ces plans décidés par le Conseil d'Administration conformément aux décisions prises par l'Assemblée Générale de la Société sont généralement attribués sous réserve d'une condition de présence de 2 ans et de la satisfaction de conditions de performance.

Au cours de l'exercice 2021, ENGIE SA a attribué 4 935 570 et livré 3 336 913 actions gratuites à certains salariés du groupe ENGIE.

Compte tenu de l'ensemble des plans en cours, du nombre de bénéficiaires, et d'hypothèses de turn-over, ENGIE SA estime son obligation de livraison d'actions à 19 774 833 actions au 31 décembre 2021.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2021, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 15 083 149 au 31 décembre 2021, pour un montant total de 199 millions d'euros net de provision. La valeur de marché ressort à 196 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Historique des plans en vigueur	Volumes d'actions attribuées	Volume d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge de la période *(en millions d'euros)* 2021	2020
Actions gratuites attribuées					
Plan ENGIE 14 décembre 2016	119 852	119 852	12,030	(1,37)	(53,62)
Plan ENGIE 13 décembre 2017	4 885 797	3 081 508	14,700	(65,44)	22,02
Plan ENGIE 7 mars 2018	62 792	59 991	12,645	(0,74)	(0,47)
Plan Link Abondement 2 août 2018	279 557	-	13,440	0,75	0,75
Plan ENGIE 11 décembre 2018	4 629 656	-	12,260	17,32	17,37
Plan ENGIE 27 février 2019	176 062	75 562	13,900	(0,72)	1,01
Plan ENGIE 17 décembre 2019	4 773 593	-	14,730	21,54	21,60
Plan ENGIE 26 février 2020	262 203	-	15,640	2,91	
Plan ENGIE 17 décembre 2020	4 693 623	-	12,670	17,86	0,66
Plan ENGIE 25 février 2021	283 065	-	12,605	1,24	
Plan ENGIE 16 décembre 2021	4 652 504	-	13,000	0,76	
TOTAL	**24 818 704**	**3 336 913**		**(5,89)**	

NOTE 10 Provisions

10.1 Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Au 31 déc. 2021
Provisions pour reconstitution des sites (Note 10.1.1)	20		(3)		17
Provisions relatives au personnel (Note 10.1.2)	248	65	(56)	(24)	233
Provisions pour impôts (Note 10.1.3)	21				21
Provisions pour intégration fiscale (Note 10.1.4)	1 060	101	(122)	(4)	1 035
Garantie sur cessions	-				-
Risques sur filiales (Note 10.1.5)	64	84	(21)		127
Autres provisions pour risques et charges (Note 10.1.5)	1 737	1 080	(1 283)	-	1 535
TOTAL	**3 151**	**1 330**	**(1 485)**	**(28)**	**2 968**

10.1.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2021 s'élèvent à 17 millions d'euros contre 20 millions d'euros en 2020 et se décomposent de la manière suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Au 31 déc. 2021
Provisions pour reconstitution des sites (hors PNC)	15	-	(3)	-	12
Provisions pour remise en état des sites (PNC)	5	-	-	-	5
TOTAL	**20**	**-**	**(3)**	**-**	**17**

La provision pour reconstitution des sites (hors plan national de cession – PNC) de 12 millions d'euros au 31 décembre 2021 couvre la remise en état des locaux de La Défense et de Saint-Denis (Landy). La reprise de provision de 3 millions d'euros concerne le site de Lyon (Monolythe).

10.1.2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Au 31 décembre 2021, les provisions pour engagements de retraite s'élèvent à 5 millions d'euros. Les engagements de retraite sont couverts par des fonds assurantiels.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 13 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité, les rentes pour accidents du travail et maladies professionnelles en cours de service à la clôture, les médailles du travail et l'amiante sont intégralement provisionnées à hauteur de 88 millions d'euros.

Le montant total de ces provisions s'élève à 106 millions d'euros au 31 décembre 2021. La Note 18.4 reprend le détail de la variation de ces provisions.

Les indemnités de fin de carrière sont partiellement couvertes par des fonds assurantiels. Le découvert correspondant ressort à 31 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Provisions au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés

Au 31 décembre 2021, les provisions constituées au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés s'élèvent à 126 millions d'euros contre 131 millions d'euros au 31 décembre 2020. La provision pour cotisations patronales liées aux AGA s'élève à 2 millions d'euros comme au 31 décembre 2020.

En 2021, ENGIE SA a constaté une dotation de 63 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 69 millions d'euros suite à l'arrivée à échéance de plans d'attribution d'actions gratuites.

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans.

10.1.3 Provisions pour impôts

ENGIE SA a dans ses comptes plusieurs provisions pour risques fiscaux liés aux vérifications de comptabilités opérées par l'administration fiscale française.

La provision relative à l'impôt sur les sociétés s'élève à 21 millions d'euros au 31 décembre 2021 comme au 31 décembre 2020. Elle porte essentiellement sur le prix de transfert du GNL.

10.1.4 Provisions pour intégration fiscale

ENGIE SA a opté pour le régime de l'intégration fiscale et, à ce titre, constitue une provision pour couvrir son obligation de restituer aux filiales les déficits fiscaux utilisés. Au cours de l'exercice 2021, ENGIE SA a doté cette provision à hauteur de 101,3 millions d'euros et repris un montant de 57,6 millions d'euros, conduisant à un solde de 640,8 millions d'euros à la clôture.

Au 31 décembre 2007, GRDF faisait partie du groupe d'intégration fiscale, la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz était par conséquent neutre fiscalement. Pour autant, la filiale bénéficie depuis 2008 dans ses comptes sociaux d'une économie d'impôts induite par la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz naturel. Ce sur-amortissement est neutralisé au niveau de l'intégration fiscale. Conformément aux conventions d'intégration fiscale signées avec ses filiales, ENGIE SA a constitué une provision pour intégration fiscale envers GRDF pour un montant définitif de 1 938 millions d'euros sur la base de la quote-part amortissable. Au 31 décembre 2021, 69,5 millions d'euros correspondant à la neutralisation du sur-amortissement induit par la quote-part amortissable générée au cours de l'exercice ont été repris ; la reprise au 31 décembre 2020 était de 80,7 millions d'euros.

Au 31 décembre 2021, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 034,6 millions d'euros dont 393,7 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel de GRDF.

10.1.5 Autres provisions pour risques et charges

Les autres provisions pour risques et charges recouvrent principalement les provisions pour risques sur autres tiers, pour litiges commerciaux et réclamations ainsi que les risques de change et de taux.

Les dotations et reprises sur ces provisions impactent principalement les résultats exceptionnel et financier.

Les provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2021 s'élèvent à 1 535 millions d'euros contre 1 737 millions d'euros en 2020 se décomposant comme suit :

- provisions pour contrats déficitaires : 1 243 millions d'euros ;
  - 517 millions d'euros (dont 138 millions d'euros au titre d'un nouveau contrat déficitaire de capacités TEREGA) sur contrats d'approvisionnement long terme de gaz, de capacités de transport et de stockage ainsi qu'un contrat d'échange d'électricité répondent à la définition comptable des contrats déficitaires. Ces contrats ne sont plus nécessaires pour les besoins industriels du Groupe et les coûts inévitables pour satisfaire à leurs obligations sont supérieurs aux avantages économiques à recevoir attendus,
  - 599 millions d'euros sur le contrat de *tolling* relatif à la CCGT Cartagena (Espagne), signé en 2011, et portant jusqu'à 2028 comme structurellement et durablement déficitaire compte tenu des conditions du marché espagnol de l'électricité et des conditions du nouveau CRM attendu en 2023,
  - 126 millions d'euros relatifs à deux contrats immobiliers répondent également depuis 2020 aux critères du contrat déficitaire ;
- provisions pour autres risques : 18 millions d'euros, dont l'essentiel provient de la provision pour *mark-to-market* (juste valeur de marché) négatif pour 12 millions d'euros ;
- provisions pour risques de taux : 103 millions d'euros ;
- provisions pour litiges : 65 millions d'euros ;
- provisions pour restructuration : 74 millions d'euros ;
- provisions pour risques sur perte de change : 32 millions d'euros.

La provision pour risques filiales s'élève à 127 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 64 millions d'euros au 31 décembre 2020.

10.2 Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises	Transfert	Au 31 déc. 2021
Provisions réglementées	**598**	**356**	**(244)**	**-**	**710**
Amortissements dérogatoires	567	267	(244)	-	590
Provision pour hausse de prix	31	89	-	-	120
Provision pour investissement	-		-		-
Subventions d'investissement	**23**	**3**	**(1)**	**-**	**25**
TOTAL	**621**	**359**	**(245)**	**-**	**735**

NOTE 11 Dettes financières

11.1 Récapitulatif des dettes financières

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020
Emprunts	**33 015**	**31 924**
Emprunts obligataires hybrides	3 767	3 913
Emprunts obligataires	23 154	23 108
Autres emprunts	6 094	4 903
Dettes rattachées à des participations	**4 850**	**4 350**
Comptes courants filiales	**1 150**	**1 377**
Autres dettes financières	**346**	**507**
Dépôts reçus de la clientèle	25	27
Dépôts reçus sur dérivés	-	9
Intégration fiscale	-	65
Part courue des charges d'intérêts	280	353
Soldes créditeurs de banques	7	18
Divers	34	34
TOTAL	**39 361**	**38 158**

L'augmentation de 1 203 millions d'euros des dettes financières s'explique principalement par :

- l'augmentation des dettes rattachées à des participations pour 500 millions d'euros, correspondant au nouvel emprunt auprès d'ENGIE Finance pour 4 000 millions d'euros en grande partie compensé par un remboursement pour 3 500 millions d'euros de l'emprunt arrivé à échéance ;
- la hausse de l'encours des *Negotiable European Commercial Paper* (NEU CP) pour 778 millions d'euros, la hausse de l'encours des *United States Commercial Paper* (USCP) pour 161 millions d'euros, les tirages et remboursements de tirages de la ligne de crédit souscrite auprès de la Banque Européenne d'Investissement pour une diminution nette de 249 millions d'euros, et la nouvelle souscription d'un emprunt bancaire court terme pour 500 millions d'euros entraînent une augmentation des autres emprunts pour 1 191 millions d'euros ;
- la baisse des positions créditrices des comptes courants des filiales pour 227 millions d'euros ;
- la diminution de 146 millions d'euros des emprunts obligataires hybrides (rachats partiels pour 532 millions d'euros, exercice du *call* pour 363 millions d'euros compensés par une nouvelle émission de 750 millions d'euros).

11.2 Échéancier des dettes

		Degré d'exigibilité		
En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	À fin 2022	De 2023 à 2026	2027 et au-delà
Dettes financières	**39 361**	**9 090**	**13 483**	**16 788**
Emprunts obligataires hybrides	3 767	-	2 167	1 600
Emprunts obligataires	23 154	2 132	6 154	14 868
Autres emprunts	6 094	5 462	312	320
Dettes rattachées à des participations	4 850		4 850	-
Comptes courants filiales	1 150	1 150	-	-
Autres dettes financières	346	346	-	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	**13 976**	**13 976**	**-**	**-**
Dettes fiscales et sociales	**1 661**	**1 661**	**-**	**-**
Autres dettes	**9 176**	**9 176**	**-**	**-**
Avances clients et comptes rattachés	691	691	-	-
Autres	8 485	8 485	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	**6**	**6**	**-**	**-**
TOTAL	**64 180**	**33 909**	**13 483**	**16 788**

11.2.1 Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2021	Date d'émission	Date de mise à jour des taux	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	393	06/2014	06/2024	3,875%	Paris
En millions d'euros	274	01/2018	04/2023	1,375%	Paris
En millions d'euros	1 000	01/2019	02/2025	3,250%	Paris
En millions d'euros	500	07/2019	07/2025	1,625%	Dublin
En millions d'euros	850	11/2020	11/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	750	07/2021	07/2031	1,875%	Paris

11.2.2 Détail des emprunts obligataires

	Au 31 déc. 2021	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	693	10/2010	10/2022	3,500%	Paris
En millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5,950%	Paris
En millions d'euros	742	06/2012	02/2023	3,000%	Paris
En millions d'euros	410	07/2012	07/2022	2,625%	Paris
En millions d'euros	1 300	05/2014	05/2026	2,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2026	1,000%	Paris
En millions d'euros	500	03/2015	03/2035	1,500%	Paris
En millions d'euros	700	03/2017	03/2024	0,875%	Paris
En millions d'euros	800	03/2017	03/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	500	09/2017	02/2023	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	02/2029	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	750	06/2018	06/2028	1,375%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2025	0,875%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2033	1,875%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2039	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2019	03/2027	0,000%	Paris
En millions d'euros	900	10/2019	10/2030	0,500%	Paris
En millions d'euros	600	10/2019	10/2041	1,250%	Paris
En millions d'euros	1 000	03/2020	03/2025	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2020	03/2028	1,750%	Paris
En millions d'euros	750	03/2020	03/2032	2,125%	Paris
En millions d'euros	750	06/2020	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	10/2021	10/2029	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	10/2021	10/2036	1,000%	Paris
En millions de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
En millions de livres sterling	700	10/2010	10/2060	5,000%	Paris
En millions de livres sterling	400	10/2011	10/2060	5,000%	Paris
En millions de francs suisses	175	10/2012	10/2024	1,625%	Zürich
En millions de dollars américains	750	10/2012	10/2022	2,875%	Aucune

	Au 31 déc. 2021	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Placements privés					
En millions d'euros	100	10/2011	10/2023	CMS10YR +0,505%	Paris
En millions d'euros	100	03/2013	03/2033	3,375%	Aucune
En millions d'euros	81	04/2013	04/2038	3,703%	Aucune
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	100	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	50	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	100	06/2017	06/2032	1,625%	Paris
En millions d'euros	100	10/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	50	07/2018	07/2027	1,157%	Paris
En millions d'euros	75	07/2018	07/2038	CMS	Paris
En millions d'euros	290	06/2021	06/2024	0,000%	Paris
En millions de couronnes norvégiennes	500	04/2013	04/2024	4,020%	Paris
En millions de yens	15 000	12/2008	10/2023	3,180%	Aucune
En millions de yens	10 000	07/2012	07/2022	1,260%	Paris
En millions de yens	20 000	09/2015	01/2024	0,535%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	1 400	09/2017	09/2032	2,650%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	900	10/2017	10/2027	2,630%	Paris
En millions de dollars américains	50	01/2019	12/2029	3,593%	Aucune
En millions de dollars australiens	115	11/2015	11/2025	4,235%	Paris
En millions de dollars australiens	85	07/2018	07/2033	3,780%	Paris

11.2.3 Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2021, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme libellés en euros : 4 007 millions d'euros (dont 599 millions d'euros à taux variable) de *Negociable European Commercial Paper* (NEU CP) et 955 millions d'euros (contrevaleur de 1 082 millions de dollars américains) d'*United States Commercial Paper* (USCP) à taux fixe. Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

L'encours de lignes de crédit utilisé par ENGIE SA à la clôture est de 628 millions d'euros. Des emprunts bancaires court terme ont également été contractés pour un montant de 500 millions d'euros à la clôture de l'exercice.

L'emprunt auprès d'ENGIE Finance s'élève à 4 000 millions d'euros à la clôture, le précédent de 3 500 millions d'euros a été soldé au cours de l'exercice.

L'emprunt auprès d'ENGIE Alliance est stable à 850 millions d'euros.

11.2.4 Autres dettes financières

Les autres dettes financières (intérêts courus sur emprunts et dettes assimilées, comptes courants créditeurs, dépôts reçus de la clientèle, soldes créditeurs de banque, concours bancaires) sont principalement libellées en euros.

11.3 Répartition de la dette par taux et par devise

11.3.1 Répartition par taux

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
À taux variable				
Emprunts obligataires	5 353	5 942	175	175
Dettes rattachées à des participations	4 850	4 350	4 850	4 350
Autres emprunts	4 023	3 249	616	1 010
Comptes courants des filiales	1 150	1 377	1 150	1 377
Autres dettes financières		210	-	145
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	3 767	3 913	3 767	3 913
Emprunts obligataires	17 801	17 166	22 979	22 933
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	2 071	1 655	5 478	3 893
Autres dettes financières	346	296	346	362
TOTAL	**39 361**	**38 158**	**39 361**	**38 158**

11.3.2 Répartition par devise

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	3 767	3 913	3 767	3 913
Emprunts obligataires	23 154	23 108	19 590	19 451
Dettes rattachées à des participations	4 850	4 350	4 850	4 350
Autres emprunts	6 094	4 903	5 139	4 109
Comptes courants des filiales	172	1 184	172	1 184
Autres dettes financières	345	506	311	461
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	-	-		-
Emprunts obligataires	-	-	3 564	3 657
Dettes rattachées à des participations	-	-		-
Autres emprunts	-	-	955	794
Comptes courants des filiales	978	194	978	194
Autres dettes financières	1	-	35	45
TOTAL	**39 361**	**38 158**	**39 361**	**38 158**

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion passif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2021
Contrats optionnels	849	2 316	-	3 165
Instruments financiers	1 393	953	(157)	2 189
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**2 242**	**3 269**	**(157)**	**5 354**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF	**339**	**35**	**(130)**	**244**

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;
- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises.

Les pertes de change latentes relatives aux contrats ne remplissant pas les critères de couverture font l'objet d'une provision pour risques et charges (voir Note 10.1.5 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

Écarts de conversion Passif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des instruments dérivés destinés à couvrir des risques de change liés à la dette et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 13 Résultat d'exploitation

13.1 Ventilation du chiffre d'affaires

Chiffre d'affaires par zone géographique

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Ventes d'énergie		
• en France	15 910	9 887
• à l'étranger	16 136	6 128
Travaux, études et prestations de services	3 273	2 803
Produits des activités annexes et autres ventes	905	453
TOTAL	**36 224**	**19 272**

La forte hausse du chiffre d'affaires résulte de la progression des ventes aux autres opérateurs gaziers, sous l'effet d'un effet prix favorable.

Chiffre d'affaires par activité

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Ventes d'énergie		
• Gaz naturel	24 194	9 484
• Électricité	7 852	6 531
Autre production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	3 273	2 803
• Produits des activités annexes et autres ventes	905	453
TOTAL	**36 224**	**19 272**

Au 31 décembre 2021, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) s'élève à 2 002 millions d'euros HT.

13.2 Charges de personnel

Évolution des effectifs par collège

En nombre de salariés	31 déc. 2020	Variation	31 déc. 2021
Exécution	195	(21)	174
Maîtrise	1 615	(114)	1 501
Cadre	2 667	(49)	2 618
TOTAL	**4 477**	**(184)**	**4 293**

L'effectif moyen salarié s'élève à 4 293 en 2021 contre 4 477 en 2020.
Le poste "charges de personnel" se décompose de la manière suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Traitements et salaires	(277)	(283)
Charges sociales	(143)	(146)
Intéressement	(22)	(21)
Autres charges	(64)	(71)
TOTAL	**(507)**	**(522)**

Intéressement du personnel

Un accord d'intéressement du personnel aux performances a été mis en place en conformité avec les conditions légales de l'ordonnance 86-1134 du 21 octobre 1986.
L'intéressement et l'abondement sont considérés comme des charges de personnel.

13.3 Dotations nettes aux provisions

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Provision pour renouvellement des biens en concession	-	(3)
Provision pour reconstitution de sites	(3)	-
Autres provisions pour charges	28	8
Autres provisions pour risques	(182)	636
TOTAL	**(158)**	**642**

Les autres provisions pour risques et charges se composent pour l'essentiel de :

- reprise nette aux provisions pour contrats déficitaires pour 16 millions d'euros ;
- reprise nette aux provisions pour litiges relatifs au personnel pour 1 million d'euros ;
- reprise nette aux provisions pour risques pour 149 millions d'euros dont principalement *swap mark-to-market* négatif pour 151 millions d'euros ;
- reprise nette de provisions pour litiges commerciaux pour 14 millions d'euros ;
- reprise nette de provisions pour redressements fiscaux pour 2 millions d'euros.

13.4 Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 2 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 10 millions d'euros au 31 décembre 2020.

13.5 Subvention d'exploitation

Les subventions d'exploitation intègrent le produit de subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes au TRVG réalisées au cours des mois de novembre et décembre 2021.

NOTE 14 Résultat financier

			Total	
En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 018)	498	(520)	(545)
Intérêts sur comptes courants et créances rattachées à des participations	-	8	8	6
Résultat de change	(691)	545	(146)	94
Dividendes reçus	-	1 044	1 044	1 957
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(37)	33	(4)	(71)
TOTAL	**(1 747)**	**2 128**	**381**	**1 440**

NOTE 15 Résultat exceptionnel

			Total	
En millions d'euros	**Charges**	**Produits**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(17)	3	(14)	10
Cessions d'immobilisations financières	(525)	1 529	1 003	742
Provision pour hausse de prix	(89)	-	(89)	-
Amortissements dérogatoires	(267)	245	(23)	(32)
Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations	(191)	982	791	(4 895)
Autres	(88)	191	103	(85)
TOTAL	**(1 178)**	**2 949**	**1 771**	**(4 260)**

La ligne "Autres" comprend notamment diverses indemnités liées à la résolution de litiges dont Equinor, des refacturations aux filiales de malis de livraison d'actions gratuites et des dépréciations de logiciels.

NOTE 16 Situation fiscale

16.1 Régime de l'intégration fiscale

L'option pour le régime de l'intégration fiscale actuellement en cours est renouvelable tous les cinq ans par tacite reconduction.

16.2 Impôts sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2021 est de 28,40%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%.

	2021			2020		
En millions d'euros	**Résultat avant impôt**	**Impôt***	**Résultat net**	**Résultat avant impôt**	**Impôt***	**Résultat net**
Impôt sur les sociétés de l'exercice d'ENGIE SA (hors groupe fiscal)						
• résultat courant	(465)		(465)	(200)		(200)
• résultat exceptionnel	1 771		1 771	(4 260)		(4 260)
Charge d'impôt (impôt dû par les filles/ provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale)	**-**	**474**	**474**	**-**	**532**	**532**
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement		408			460	
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés		26			9	
• dont autres (essentiellement mise à jour des stocks de CICE et CIR 2021/2020)		40			63	
TOTAL	**1 306**	**474**	**1 780**	**(4 460)**	**532**	**(3 928)**

* *Un signe positif traduit un produit d'impôt*

En 2021 comme en 2020, le résultat fiscal individuel d'ENGIE SA est déficitaire. Les dividendes reçus des filiales suivent le traitement fiscal du régime mère/fille et sont exonérés, sous réserve d'une réintégration de quote-part de frais de 1% ou 5% suivant les cas.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 474,3 millions d'euros contre un produit d'impôt de 532,2 millions d'euros en 2020 et s'articule comme suit :

- un produit d'intégration fiscale de 407,8 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 466,7 millions d'euros en 2020 qui résulte de la différence entre :
  - la contribution à l'impôt groupe dû par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 406,7 millions d'euros contre 459,9 millions d'euros en 2020,
  - les crédits d'impôt au niveau du groupe fiscal intégré de 1,1 million d'euros au 31 décembre 2021, contre 0,8 million d'euros en 2020,
  - et la charge d'impôt sur les sociétés du groupe fiscal intégré, laquelle est nulle en 2021 tout comme en 2020 ;

- une reprise nette de provision pour impôt de 25,8 millions d'euros en 2021 contre 9 millions d'euros en 2020 intégrant notamment :
  - 43,7 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 72,6 millions d'euros de dotation nette en 2020,
  - aucune reprise sur risques fiscaux contre une reprise de 0,8 million d'euros en 2020,
  - 69,5 millions d'euros de reprise relative au suramortissement de l'exercice de la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession en 2007 de l'activité de distribution du gaz ;
- divers autres impôts nets créditeurs pour 40 millions d'euros en 2021, essentiellement liés aux variations de stocks de CICE et de CIR.

16.3 Situation fiscale différée

La situation fiscale différée présentée ci-après est issue des décalages temporels entre le traitement fiscal et comptable de produits ou de charges.

Les taux d'imposition futurs retenus tiennent compte de l'effet de baisse progressive du taux d'impôt sur les sociétés de 2021 à 2022 selon le projet de loi de finances 2018.

	2021	2020	
En millions d'euros	25,82%	28,40%	25,82%
Année de retournement	2022 et +	2021	2022 et +
Bases passives d'imposition différée			
• Charges déductibles non comptabilisées	272	304	-
• Produits comptabilisés non imposés	109	27	109
Bases actives d'imposition différée			
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	1 448	513	1 100
• Produits imposés non comptabilisés	283	339	39
Base fiscale différée nette	**1 350**	**520**	**1 030**
• Effet théorique d'imposition différée	349	148	266

NOTE 17 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)

17.1 Engagements à caractère financier

La gestion des risques financiers (risques de taux, de change, de liquidité et de crédit) est placée sous la responsabilité de la Direction Financière du groupe ENGIE.

17.1.1 Risque de liquidité

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

La centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie du Groupe est assurée via les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via les véhicules de *cash pooling,* la centralisation automatisée de trésorerie du Groupe.

La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés localisés en France (ENGIE Finance) et au Luxembourg (ENGIE Treasury Management) pour les pays européens. Ces véhicules centralisent la quasi-totalité des besoins et excédents disponibles des sociétés contrôlées, avec une gestion homogène en matière de risque de contrepartie et de stratégie de placement.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Notes*, à des émissions de NEU CP (*Negotiable European Commercial Paper*) en France et d'USCP (*United States Commercial Paper)* aux États-Unis.

Dans ce cadre, l'accès aux marchés des capitaux à long terme est concentré sur ENGIE SA pour les nouvelles dettes obligataires du Groupe, ainsi que pour les titres négociables à court terme émis.

Ces programmes sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer si l'accès à cette source de financement venait à se tarir.

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. ENGIE SA dispose ainsi de liquidités mobilisables à très court terme, lui permettant de faire face à ses besoins de trésorerie courants ou de servir de relais en cas d'opérations de croissance externe :

- ENGIE SA dispose d'un encours de 11 666 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédits syndiqués de 5 000 millions d'euros et 4 000 millions d'euros respectivement à échéance décembre 2025 et décembre 2026. Au 31 décembre 2021, ENGIE SA a utilisé ces lignes de crédit à hauteur de 627 millions d'euros. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit ;
- ENGIE SA a également accès au marché des dettes à court terme via des programmes d'émission : USCP pour un montant de 4 500 millions de dollars américains utilisé à hauteur de 1 082 millions de dollars américains (soit 955 millions d'euros) au 31 décembre 2021, et NEU CP pour un montant de 5 000 millions d'euros utilisé à hauteur de 4 007 millions d'euros au 31 décembre 2021.

17.1.2 Risque de contrepartie

ENGIE SA est exposée au risque de contrepartie, d'une part par ses activités opérationnelles, et d'autre part par ses activités financières.

Pour ce qui concerne ses activités opérationnelles, le Groupe a mis en place des procédures de suivi du risque de contrepartie adaptées aux particularités des populations concernées (entreprises privées, particuliers, collectivités publiques). Les clients représentant une contrepartie significative pour la Société sont intégrés aux procédures applicables aux activités financières décrites ci-après, afin de permettre un suivi transverse du risque de contrepartie les concernant.

Pour ses activités financières, ENGIE SA a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées sur :

- l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes ;
- les éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) ;
- les surfaces financières desdites contreparties ;
- la mise en place de limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition sur le risque de contrepartie, ENGIE SA a recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats-cadres (incluant des clauses de *netting* – compensation) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge). Le contrôle des risques de contrepartie liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *middle-office* indépendant du trésorier Groupe.

17.1.3 Risque de taux

ENGIE SA met en œuvre une politique d'optimisation du coût de financement de sa dette nette en utilisant plusieurs types d'instruments financiers (*swaps* et options de taux d'intérêt) en fonction des conditions de marché.

ENGIE SA s'assure également que le solde entre la part à taux variable de sa dette et ses excédents de trésorerie reste faiblement exposé à une variation défavorable des taux d'intérêt à court terme.

Les positions du groupe ENGIE sont gérées de manière centralisée. Les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable du Management.

	Notionnel au 31 déc. 2021						
En millions d'euros	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur ICNE inclus	Notionnel au 31 déc. 2020
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	1 150	2 900	1 900	2 703	8 653	(1 228)	6 258
Payeur taux variable/receveur taux fixe	5 574	4 550	3 738	2 728	16 590	821	14 872
Achat de *CAP*							
Payeur taux fixe/receveur taux variable							1 000
TOTAL EUR	**6 724**	**7 450**	**5 638**	**5 431**	**25 243**	**(407)**	**22 130**
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable		1 461			1 461	(24)	1 349
Payeur taux variable/receveur taux fixe					-		
TOTAL USD	**-**	**1 461**	**-**	**-**	**1 461**	**(24)**	**1 349**
TOTAL	**6 724**	**8 911**	**5 638**	**5 431**	**26 704**	**(431)**	**23 479**

	Notionnel au 31 déc. 2021						
En millions d'euros	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur ICNE inclus	Notionnel au 31 déc. 2020
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe			638	1 291	1 929	(203)	2 179
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		-
Total GBP	**-**	**-**	**638**	**1 291**	**1 929**	**(203)**	**2 179**
***Swap* de devises**							
Payeur taux variable/receveur taux fixe	101	128			229	(35)	229
Payeur taux fixe /receveur taux fixe		149			149		149
Total JPY	**101**	**277**	**-**	**-**	**378**	**(35)**	**378**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	-	-	-	-	-
Payeur taux variable/receveur taux fixe		144			144	31	144
Total CHF	**-**	**144**	**-**	**-**	**144**	**31**	**144**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe			44		44	2	90
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		
Payeur taux variable/receveur taux variable					-		-
Payeur taux variable/receveur taux fixe	580				580	94	580
Total USD	**580**	**-**	**44**	**-**	**624**	**96**	**670**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	67	-	-	67	(18)	67
Total NOK	**-**	**67**	**-**	**-**	**67**	**(18)**	**67**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	75		54	129	1	129
Total AUD	**-**	**75**	**-**	**54**	**129**	**1**	**129**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	98	153	251	7	251
Total HKD	**-**	**-**	**98**	**153**	**251**	**7**	**251**
***Swap* de devises**							
Payeur taux variable /receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	
Total MXN	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**681**	**563**	**780**	**1 498**	**3 522**	**(121)**	**3 818**

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2021 sont les suivantes :

- ENGIE SA a souscrit des *swaps* à court terme (inférieurs à six mois) pour couvrir le risque de taux sur ses opérations de gestion de trésorerie à court terme (émission de NEU CP). Il s'agit de *swaps* payeurs taux variable Ester/receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 3 408 millions d'euros ;
- conformément à la politique de risque de taux du Groupe, au regard de l'évolution des conditions de marché, une gestion active du risque de taux est pilotée en central par l'intermédiaire de *swaps* et options de taux et encadrée par un mandat de risque annuel ;
- dans le cadre de la politique de risque de taux du Groupe, ENGIE SA a mis en place depuis 2009 des couvertures de taux indexés taux dollar permettant de fixer la dette du Groupe en dollars américains pour un nominal au 31 décembre 2021 de 1 655 millions de dollars correspondant à 1 461 millions d'euros ;
- afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette au niveau Groupe, ENGIE SA a un portefeuille de pré-couvertures de taux d'intérêt à termes débutant de 2023 à 2028 sur des maturités allant de 10 à 20 ans, pour chacun des volumes initiés en 2021 et pour un nominal au 31 décembre 2021 de 2 900 millions d'euros.

17.1.4 Risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le management du Groupe. Aux bornes d'ENGIE SA on distingue trois sources de risque de change principales :

- risque transactionnel lié aux opérations courantes :
  ce risque concerne les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de gaz naturel dans une devise différente de l'euro. Les contrats d'achat ou vente de gaz sont fréquemment indexés sur les prix des produits pétroliers, eux-mêmes pour la plupart cotés en dollars américains ;
- risque transactionnel lié aux opérations financières : toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes.

- risque translationnel :
  ce risque concerne les entités consolidées ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent aux actifs en dollars américains, en réals brésiliens et en livres sterling.

L'exposition au risque de change sur ces opérations est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes ou indexés par des *swaps* financiers ;
- de façon centralisée, pour le risque translationnel, avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du dollar américain sur les coûts d'approvisionnement, et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, ENGIE SA utilise principalement des contrats d'achats ou de ventes à terme de devises, ainsi que des *swaps* de change, pour couvrir ses achats de gaz et ses activités de financement.

Afin de limiter l'impact du risque de conversion de certaines créances rattachées à des participations, l'impact de conversion de futures acquisitions en devises, ou encore pour couvrir le risque patrimonial lors de la consolidation de sociétés, ENGIE SA a mis en place – ou complété – des positions sur des transactions à terme de devises, lesquelles lui permettent de neutraliser ou minimiser les écarts de conversion sur ces dépôts, prêts ou autres opérations futures.

Au 31 décembre 2021, les engagements correspondant aux risques translationnels et financiers sont les suivants :

En millions d'euros	Engagements part fixe au 31 déc. 2021			Contrevaleur au 31 déc. 2021	Différentiel de change au 31 déc. 2021	Engagement part fixe au 31 déc. 2020
	Par échéance					
Contrats à terme	2022	2023	2024 et au-delà			
Position acheteur						
Devise AUD	48	82	-	130	5	172
Devise CAD	3	1	-	4	-	19
Devise CHF	-	-	-	-	-	33
Devise CNH	16	7	-	23	1	11
Devise GBP	523	4	1	528	2	19
Devise NZD	9	-		9	-	9
Devise USD	1 061	-	-	1 061	16	954
Position vendeur						
Devise AUD	3	-	-	3	-	5
Devise CAD	3	1		4	-	19
Devise CHF	-	-	-	-	-	234
Devise CNH	16	7	-	23	1	11
Devise GBP	261	4	1	266	3	209
Devise NZD	9	-		9	-	6
Devise USD	1 973	-	-	1 973	20	1 337

17.1.5 Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2021	Échéance		
		À fin 2022	De 2023 à 2026	2027 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	245	51	180	14
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	9 355	869	5 082	3 404
Engagements de financement				
Sûretés personnelles données	6	6		
Garanties cautions et avals aux filiales	4 387	368	1 670	2 349
Sûretés réelles données	-			
Lignes de crédit	-			
Autres engagements donnés				
Garanties sur convention de cessions d'activités	3 726	28	3 531	167
Engagements de location simple	955	68	292	595
Engagements de crédit-bail	-			
Engagements relatifs aux méthaniers	-			

Les engagements sur marchés comprennent les garanties données par ENGIE SA sur des contrats opérationnels pour son propre compte et celui de ses filiales pour un total de 9 600 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Les engagements de financement, d'un montant de 4 393 millions d'euros, correspondent à des garanties de paiements accordées par ENGIE SA à des tiers pour le compte de ses filiales pour un montant de 4 387 millions d'euros, et à des sûretés personnelles pour 6 millions d'euros.

Les garanties sur convention de cessions d'activités, pour 3 726 millions d'euros, portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions :

- de GRTgaz à la Société d'Infrastructures Gazières (SIG). ENGIE SA s'est engagé à garantir la SIG, pendant 20 ans, contre toute perte que la SIG pourrait subir du fait de l'inexactitude de la déclaration spécifique relative à l'absence de pollution sur les terrains détenus ou exploités par GRTgaz. Inexactitude qui serait de nature à imposer des travaux de dépollution à la charge de GRTgaz, dont le coût ne serait pas pris en charge par le tarif. Cette garantie, d'un montant de 167 millions d'euros, proportionnelle au pourcentage de détention (25%) fait suite à l'entrée de la SIG, en juillet 2011 dans le capital de GRTgaz ;
- d'ENGIE Exploration & Production (EPI), suite à la cession de la participation minoritaire de 30% à FULLBLOOM Investment Corporation (FIC), filiale à 100% de China Investment Corporation (CIC) en 2011, pour un montant maximal de 2 781 millions d'euros à échéance 2026 ;
- d'une participation de 10% dans le train 1 de l'usine de liquéfaction Atlantic LNG à Trinité et Tobago pour un montant maximum de 750 millions d'euros à échéance 2026 ;
- de six plateformes numériques et de la plateforme Smart O&M à ENGIE Information & Technologies pour une durée de 36 mois à compter du second trimestre 2019, pour un montant total de 28 millions d'euros.

Les engagements de location simple, pour 955 millions d'euros, correspondent à la valeur des loyers actualisés restant à couvrir jusqu'aux échéances des baux de locations immobilières dans le cadre de l'activité d'ENGIE SA. Les engagements relatifs au projet Campus et au projet Urban Garden restent inchangés pour des montants respectifs de 578 millions et 41 millions d'euros. Certains loyers d'immeubles étant refacturés à des filiales du Groupe, les engagements correspondants figurent en engagements reçus.

D'autres engagements ont été donnés pour garantie de bonne et complète exécution :

- aux autorités de Hong Kong pour les contrats obtenus par Sita devenue SUEZ Environnement, puis SUEZ, qui contre-garantit ENGIE SA pour ces mêmes montants :
  - exploitation de la décharge Nent en partenariat avec les groupes Newworld et Guandong à échéance 2063,
  - exploitation de différents sites de décharge, dont Went, NWNT à échéance 2033, et Pillar Point à échéance 2036 à l'origine en partenariat avec Swire Pacific Ltd, avant que ce dernier ne cède en décembre 2009 à SUEZ Environnement sa participation dans la société Swire SITA Waste Services, filiale commune aux deux ensembles. Les garanties ont été réémises à cette occasion par ENGIE SA, étant précisé qu'en cas d'appel en garantie pour une cause afférente à la période de cogestion, le Groupe Swire s'est engagé sur le principe d'une indemnisation à hauteur de la moitié de la responsabilité ultime des deux groupes ;
- à Ayr Environnemental Services et Caledonian Environnemental Services, sociétés écossaises, pour les contrats de construction de stations d'assainissement d'eaux usées et de traitement des boues obtenus par le groupe de constructeurs Degrémont SA/AMEC Capital Projects Ltd ;
- au "Lord Mayor Aldermen and Burgesses of Cork" pour le contrat de construction et d'exploitation de stations d'assainissement d'eaux usées de la ville de Cork, à échéance 2024, contrat porté par un consortium composé de deux filiales d'ENGIE SA, de Dumez GTM (filiale du Groupe VINCI), de Pj Hegarty & Sons and Electrical & Pump Services, chacun des membres du consortium et VINCI contre-garantissant ENGIE SA ;
- en 2008, SUEZ Environnement, devenue SUEZ en 2016, a pris un engagement de contre-garantie pour l'ensemble des garanties données par ENGIE SA pour les entités du pôle environnement pour lesquelles SUEZ n'était pas déjà contre-garantie ;
- dans le cadre de la filialisation en 2000 des activités eau et assainissement, le transfert des contrats locaux de délégation de service public à la société Lyonnaise des Eaux était assorti d'une garantie ENGIE SA de bonne exécution, à échéance 2028. Au 31 décembre 2021, il subsiste 30 contrats de ce type.

Dans le cadre de l'OPA de Veolia sur SUEZ, Veolia a été informé par ENGIE SA des engagements et garanties de bonne et complète exécution pour certains contrats accordés par ENGIE SA à SUEZ et ses filiales. Veolia s'est engagé, dès lors qu'elle aura pris le contrôle de SUEZ, à faire ses meilleurs efforts pour se substituer à ENGIE dans ces engagements et garanties et contre-garantir, directement ou par toute filiale, l'ensemble des obligations d'ENGIE au titre de ces engagements et garanties. Veolia s'est également engagé à faire tout ce qui est en son pouvoir pour s'assurer de la bonne et complète exécution par SUEZ ou par ses filiales des contrats concernés par ces engagements et garanties.

17.1.6 Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2021	Échéance À fin 2022	De 2023 à 2026	2027 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	47	-	47	-
Engagements de financement				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	11 038	585	10 338	115
Sûretés personnelles reçues	5		5	
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
Autres engagements reçus				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	1 030	30	1 000	
Contre-garanties sur engagements d'activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	498	66	255	177
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthaniers	-	-	-	-

ENGIE SA dispose, depuis avril 2014, d'une ligne de crédit syndiqué à hauteur de 5 000 millions d'euros dont l'échéance initialement prévue en 2019 a été reportée en décembre 2025. En décembre 2021, une nouvelle ligne de crédit syndiqué d'un montant de 4 000 millions d'euros a été souscrite avec pour échéance décembre 2026.

Les contre-garanties sur sûretés personnelles concernent les garanties reçues des membres du GIE ENGIE Alliance.

Les engagements de location simple, pour 498 millions d'euros, correspondent à la refacturation des loyers d'immeubles occupés par des filiales du Groupe.

17.2 Engagements relatifs aux matières premières

17.2.1 Engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité

L'approvisionnement en gaz en Europe s'opère en partie grâce à des contrats long terme dont une partie en *take or pay* (littéralement prendre ou payer). Ces engagements long terme rendent possible le financement d'infrastructures coûteuses de production et de transport. Le vendeur s'engage à long terme à servir l'acheteur, moyennant un engagement de ce dernier à payer des quantités minimales, qu'il en prenne livraison ou non. Ces engagements sont assortis de dispositions de sauvegarde (force majeure) et de flexibilité de volume permettant de gérer les aléas de la demande, principalement climatiques, ainsi que les aléas techniques.

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, ENGIE SA a sécurisé ses approvisionnements par ce type de contrats dont la durée peut atteindre 25 ans.

Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz :

- un engagement d'ENGIE SA d'enlever des quantités minimales ;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

La compétitivité de ces contrats est assurée par des formules de prix indexés et des mécanismes de révision de prix.

Au 31 décembre 2021, les engagements d'ENGIE SA sont de 364 TWh à moins d'un an, 1 192 TWh entre deux et cinq ans et 965 TWh à plus de cinq ans.

Par ailleurs, ENGIE SA a souscrit des achats et ventes à terme de gaz naturel, principalement à échéance inférieure à un an, dans le cadre de son activité de négoce : achats et ventes de gaz sur les marchés de court terme et offres avec ingénierie de prix aux autres opérateurs.

Au 31 décembre 2021, les engagements de ENGIE SA sont de 39 TWh d'achats à terme et 295 TWh de ventes à terme.

Pour satisfaire ses engagements d'enlèvement de volume, ENGIE SA a conclu des contrats à long terme de réservation de capacités de transport terrestre et maritime.

Au 31 décembre 2021, les engagements d'ENGIE SA sont de 117 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 38 TWh pour les ventes à terme d'électricité.

17.2.2 Produits dérivés

Dans le cadre de son activité d'achat et de vente d'énergie, ENGIE SA utilise des produits dérivés d'énergie afin d'adapter son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel, de l'électricité et des produits pétroliers.

Les instruments dérivés sur matières premières (gaz naturel, pétrole et électricité) détenus par ENGIE SA consistent principalement en contrats d'échange (*swaps*), à terme (*futures*) et options souscrits pour gérer son risque de prix dans le cadre de son activité de négoce. Ces instruments sont négociés auprès des tiers par l'intermédiaire de ses filiales spécialisées ENGIE Global Markets et ENGIE Energy Management, sur les marchés organisés, ou sur les marchés de gré à gré.

Ces instruments dérivés entrent plus particulièrement dans la gestion des risques associés aux opérations :

- d'ingénierie de prix destinées à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque de prix sur le gaz ou l'électricité. Ils visent principalement à garantir une marge commerciale, quelle que soit l'évolution des indices matières entrant dans le prix proposé aux clients, même lorsqu'ils diffèrent des indices matières auxquels est exposé l'approvisionnement d'ENGIE SA. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds (*calls*) ou planchers (*puts*) ;
- d'optimisation du coût des approvisionnements. En effet, les approvisionnements en énergie, les actifs de production d'électricité et les actifs ou réservations de capacité de transport et de stockage disponibles et non nécessaires à la fourniture des clients sont systématiquement valorisés sur les marchés.

L'exposition au risque de prix des matières premières sur opérations commerciales est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés, d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes et indexés par des *swaps* financiers.

Selon la nature des éléments couverts, les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffres d'affaires ou en coût d'achat d'énergie.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du prix des matières premières sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

17.2.2.1 Instruments comptabilisés en positions ouvertes isolées

	Notionnel au 31 déc. 2021				Juste valeur au 31 déc. 2021 *(en millions d'euros)*	Notionnel au 31 déc. 2020 *(en GWh)*
	En GWh par échéance			*(en millions d'euros)*		
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
***SWAPS* (position acheteur)**						
Gaz naturel	63 431	4 782	5 272	5 447	4 160	230 629
Produits pétroliers	13 911	9 780	3 821	418	418	42 680
Électricité	624	216	-	15	39	5
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
***SWAPS* (position vendeur)**						
Gaz naturel	(58 081)	(4 780)	(7 892)	(3 904)	(3 146)	(203 248)
Produits pétroliers	(6 465)	(2 971)	(771)	(238)	(238)	(16 557)
Électricité	(565)	(242)	(351)	(25)	(51)	(5 155)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
Options (position acheteur)						
Gaz naturel	619	160	-	-	-	1 490
Produits pétroliers	-	-	-	4	4	-
Électricité	-	-	-	-	-	-
Options (position vendeur)						
Gaz naturel	(2 960)	(664)	(128)	-	(33)	-
Produits pétroliers	-	-	-	(4)	(4)	-
Électricité	-	-	-	-	-	-

(1) En kilos de quotas de CO_2

17.2.2.2 Instruments comptabilisés en comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture n'est pas appliquée dans les comptes sociaux d'ENGIE SA.

17.2.2.3 Contrats à livraison physique

	Notionnel au 31 déc. 2021				Juste valeur au 31 déc. 2021 (en millions d'euros)	Notionnel au 31 déc. 2020 (en GWh)
	En GWh par échéance			(en millions d'euros)		
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
***Forward* (position acheteur)**						
Gaz naturel	945 391	232 741	90 160	47 281	29 152	1 727 928
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	29 466	11 661	5 598	5 406	4 529	97 420
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
***Forward* (position vendeur)**						
Gaz naturel	(911 723)	(214 837)	(93 473)	(45 525)	(27 819)	(1 752 096)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(19 658)	(9 113)	(4 315)	(2 866)	(3 452)	(46 974)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
Options (position acheteur)						
Gaz naturel	-	-	-	1 158	1 223	3 022
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	3 564	10 831	2 880	305	860	2 224
Options (position vendeur)	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel	(2 978)	-	-	(2 447)	(2 468)	-
Produits pétroliers	-	-	-	(27)	(27)	-
Électricité	(11 604)	(14 497)	(1 405)	(317)	(1 519)	13 393

(1) En kilo de quotas de CO_2

17.3 Couverture des risques assurables

Sur la base de l'identification des risques assurables (notamment ceux concernant les biens de l'entreprise ainsi que les dommages occasionnés aux tiers y compris environnementaux), ENGIE SA a mis en place une politique de transfert systématique des risques significatifs. Ainsi, les polices d'assurance contractées présentent des niveaux de couverture élevés afin de limiter l'impact financier sur les comptes du Groupe en cas de sinistre.

Par ailleurs, pour garantir l'homogénéité des couvertures mises en place, la gestion des assurances est centralisée au niveau du Groupe. Ceci a notamment permis d'intégrer les nouveaux projets des filiales dans les contrats existants et de pleinement jouer le rôle de prescripteur pour les filiales contrôlées majoritairement.

NOTE 18 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel

Récapitulatif des engagements

	Régime des IEG		Régime hors IEG		Total	
En millions d'euros	Au 31 déc. 2021 (1)	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020
Retraite	**2 175**	**2 480**	**290**	**297**	**2 465**	**2 777**
Régime	2 175	2 480	290	297	2 465	2 777
IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi	**225**	**286**	**24**	**27**	**248**	**313**
Avantage en nature énergie et eau	102	145	4	5	106	150
Indemnités de fin de carrière (2)	48	54	-	-	48	54
Indemnités de secours immédiat	60	71	-	-	60	71
Autres (3)	15	16	20	22	34	38
Autres engagements envers le personnel	**87**	**94**	**-**	**-**	**87**	**94**
Pensions d'invalidité et autres	79	86	-	-	79	86
Médailles du travail	8	8	-	-	8	8
TOTAL	**2 487**	**2 861**	**314**	**324**	**2 801**	**3 184**

(1) Dont 105 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (voir Note 18.4 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux")
(2) Dont 4,5 millions d'euros d'incidence de l'interprétation IFRIC sur la reconnaissance de droits dans le cas de régimes à paliers, en application de la recommandation ANC 2013-02 modifiée le 5 novembre 202
(3) Indemnités compensatrices de frais d'études, congés exceptionnels de fin de carrière et régime de complémentaire santé ex-SUEZ

Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime des IEG	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**
Taux d'actualisation	1,31%	0,79%	1,31%	0,78%	1,06%	0,52%	1,25%	0,72%
Taux d'inflation	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%
Durée résiduelle de service	23 ans	21 ans	23 ans	21 ans	23 ans	21 ans	23 ans	21 ans

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG Ex-SUEZ	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**
Taux d'actualisation	0,73%	0,55%	-	-	-	-	0,73%	0,55%
Taux d'inflation	1,80%	1,80%	-	-	-	-	1,80%	1,80%
Durée résiduelle de service								

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG Ex-Cie Financière	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**
Taux d'actualisation	0,73%	0,80%	-	-	-	-	0,73%	0,80%
Taux d'inflation	1,80%	1,80%	-	-	-	-	1,80%	1,80%
Durée résiduelle de service								

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 20%.

18.1 Retraites

Les principaux régimes à prestations définies en vigueur chez ENGIE SA sont :

- d'une part, les pensions dues dans le cadre du régime spécial de retraite des Industries Électriques et Gazières (IEG) ;
- d'autre part, les régimes repris suite à la fusion-absorption de Suez par ENGIE SA :
  - le régime de retraite complémentaire de 1953, régime fermé depuis le 31 décembre 1988,
  - les régimes, fermés à ce jour, de l'ex-Compagnie de SUEZ (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière),
  - le régime de retraite complémentaire cadres supérieurs, commun à l'ensemble des sociétés de l'eau (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière).

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

Pensions du régime des IEG

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à la Caisse nationale des industries électriques et gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale et du Budget. Les conditions de détermination de droits à la retraite, fixées par le statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes.

Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005, soit pour ENGIE SA 3,25% des engagements "droits spécifiques passés" de l'ensemble des entreprises des IEG.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

Mode de calcul des engagements de retraite

Les engagements d'ENGIE SA sont déterminés selon une méthode actuarielle conformément au mode de calcul des engagements présenté dans la recommandation de l'ANC du 7 novembre 2013 (2013-02). Cette méthode, dite des "unités de crédit projetées", repose sur des lois de projection portant notamment sur les salaires de fin de carrière, les âges de départ à la retraite, l'évolution des effectifs de retraités et les reversions de pensions.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- évaluation sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- détermination pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG ou, s'agissant des régimes ex-SUEZ, pour l'ensemble des salariés et retraités bénéficiaires de ces régimes ;
- les écarts actuariels sont immédiatement pris en compte.

18.2 Les autres avantages au personnel

En complément des retraites, d'autres avantages sont donnés aux actifs et aux inactifs des IEG :

- avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie,
  - les indemnités de fin de carrière,
  - les congés exceptionnels de fin de carrière,
  - le régime des capitaux décès,
  - le régime d'aide aux frais d'études ;
- avantages à long terme :
  - les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles,
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
  - les médailles du travail,
  - l'aide bénévole amiante.

Par ailleurs, les retraités d'ex-SUEZ bénéficient des avantages suivants au titre des avantages postérieurs à l'emploi : une prime eau et un régime de complémentaire santé.

La méthode retenue pour évaluer les engagements est celle des "unités de crédit projetées".

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.2.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que l'ensemble des agents, actifs et inactifs, bénéficient d'un régime d'avantage en nature énergie. Cet avantage recouvre la fourniture de gaz et d'électricité à tarif préférentiel.

L'engagement relatif à la fourniture de gaz aux agents d'ENGIE SA et d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la valeur probable du prix de l'accord d'échange d'énergie avec EDF.

18.2.2 Les indemnités de fin de carrière

Depuis le 1er juillet 2008, les agents (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent) perçoivent, lors de leur départ en retraite, une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG, plafonnée au-delà d'une ancienneté de 40 ans.

18.2.3 Les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.3 Variation de la valeur actualisée des engagements

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	**2 480**	**2 233**	**286**	**283**	**94**	**85**	**297**	**297**	**27**	**26**	**-**	**-**	**3 184**	**2 924**
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services passés : modifications de régimes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	35	27	10	8	12	12	-	-	-	-	-	-	57	46
Charges d'intérêt sur obligation	17	26	2	4	-	1	1	3	-	-	-	-	21	34
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	(240)	262	(29)	17	(6)	6	(7)	38	(1)	1	-	-	(284)	324
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	(7)	-	(6)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(13)	-
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	(32)	16	(28)	(16)	(4)	(2)	14	-	-	-	-	-	(50)	(2)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) [1]	(79)	(84)	(6)	(10)	(8)	(8)	(15)	(15)	(2)	(2)	-	-	(110)	(119)
Autres [2]	-	-	(5)	-	-	-	-	(25)	-	-	-	-	(5)	(25)
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	**2 174**	**2 480**	**224**	**286**	**87**	**94**	**290**	**297**	**24**	**27**	**-**	**-**	**2 799**	**3 184**

(1) L'impact total au compte de résultat des prestations payées pour l'ensemble des régimes ressort à 110 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 119 millions d'euros au 31 décembre 2020

(2) Dont 4,5 millions d'euros d'incidence de l'interprétation IFRIC sur la reconnaissance de droits dans le cas de régimes à paliers, en application de la recommandation ANC 2013-02 modifiée le 5 novembre 2021

18.4 Provisions

ENGIE SA provisionne à la clôture de l'exercice les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité en cours de service et les prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière). Figure également au passif d'ENGIE SA une provision pour retraite et autres avantages apportés par SUEZ lors de la fusion-absorption en 2008. Ces provisions sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements correspondants provisionnés au 31 décembre 2007. Elles ne font plus l'objet ni de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés, ni de désactualisation.

Au 31 décembre 2021, ENGIE SA a provisionné 105 millions d'euros, contre 113 millions d'euros en 2020, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 8 millions d'euros.

Évolution des provisions sur engagements sociaux

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite [1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Retraite [1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Total	
En millions d'euros	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture (provisionnée)	-	-	14	13	94	85	5	5	-	-	-	-	113	103
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	-	-	1	1	12	12	-	-	-	-	-	-	13	13
Charges d'intérêt sur obligation	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	1	1
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	-	-	(1)	1	(6)	6	-	-	-	-	-	-	(7)	7
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	-	-	-	-	(4)	(2)	-	-	-	-	-	-	(4)	(2)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	-	-	(1)	(2)	(8)	(8)	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture (provisionnée)	-	-	13	14	87	94	5	5	-	-	-	-	105	113

(1) En 2021, comme en 2020, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG

(2) Indemnités congés exceptionnels (13 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-SUEZ et prime eau nulle au 31 décembre 2021

(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (47 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (29 millions d'euros), d'amiante (3 millions d'euros) et médailles du travail (8 millions d'euros)

18.5 Contrats d'assurance

ENGIE SA a souscrit auprès de diverses compagnies d'assurances des contrats de couverture des retraites et des indemnités de fin de carrière. Des versements ont été effectués en 2021 par ces fonds assurantiels pour un montant de 78 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 955 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 1 793 millions d'euros au 31 décembre 2020.

18.6 Variation de la juste valeur des actifs de couverture

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	**1 543**	**1 594**	**22**	**23**	**-**	**-**	**228**	**237**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1 793**	**1 854**
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendement attendu des actifs	11	19	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	12	22
Primes nettes de frais de gestion	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	211	(6)	2	(1)	-	-	10	(6)	-	-	-	-	223	(12)
Prestations payées pour les actifs de couverture	(63)	(64)	-	-	-	-	(14)	(15)	-	-	-	-	(78)	(80)
Autres	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	4	
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	**1 702**	**1 543**	**24**	**22**	**-**	**-**	**229**	**228**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1 955**	**1 793**

Information relative au rendement des actifs

	Régime des IEG						Régime hors IEG					
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Rendement réel des actifs de couverture	**13,4%**	**1,4%**	**13,4%**	**1,4%**	**-**	**-**	**1,8%**	**3,2%**	**-**	**-**	**-**	**-**

Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraite et autres actifs du régime des IEG s'établit à 13,36% pour l'exercice 2021.
Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraites du régime hors IEG s'établit à 1,76% pour l'exercice 2021.
La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	Régime des IEG		Régime hors IEG	
	2021	2020	2021	2020
Placements actions	32%	30%	9%	9%
Placements obligataires	49%	63%	83%	82%
Autres (y compris monétaires)	19%	7%	9%	9%
	100%	**100%**	**100%**	**100%**

Les contrats d'assurance collectifs sur la vie, contractés auprès d'assureurs pour couvrir les passifs sociaux IEG de retraite et d'indemnités de fin de carrière, sont gérés en unités de compte. Ces contrats sont ouverts à ENGIE SA et aux filiales du Groupe adhérentes à "la convention de gestion du passif social du Groupe". Les contrats peuvent être investis marginalement dans des instruments financiers émis par ENGIE SA, principalement des actions.

Compte tenu des unités de compte revenant à ENGIE SA dans les différents contrats, la part des actifs de couverture investis en instruments financiers émis par ENGIE SA au 31 décembre 2021 s'élève à 8 millions d'euros soit moins de 1% de la valeur totale des fonds à cette date. Les actifs de couverture ne sont pas investis dans des biens immobiliers occupés ou dans d'autres actifs utilisés par ENGIE SA.

18.7 Régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

Les salariés relevant du régime des IEG bénéficient par ailleurs d'un régime de retraite supplémentaire à cotisations définies mis en place en 2009. Les cotisations patronales versées à ce titre s'élèvent à 4,9 millions d'euros en 2021 contre 5 millions d'euros en 2020.

NOTE 19 Litiges

19.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. À ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

Le règlement de la sentence relative à la concession d'Aguas Provinciales de Santa Fe n'aura plus d'incidences financières pour ENGIE compte tenu de la cession de ses parts dans SUEZ.

19.2 Démarchage

EDF a assigné ENGIE devant le Tribunal de commerce de Nanterre le 20 juillet 2017 concernant de prétendus faits de concurrence déloyale dans le cadre des campagnes de démarchage principalement en porte à porte et réclamait 13,5 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. Le Tribunal de commerce, dans son jugement du 14 décembre 2017 a condamné ENGIE à verser la somme de 150 000 euros à EDF en considérant qu'ENGIE avait commis des actes de concurrence déloyale tout en reconnaissant qu'il n'y avait aucun fait de dénigrement à l'encontre d'EDF et qu'ENGIE avait mis en place un dispositif de formation et de contrôle de ses partenaires.

ENGIE a fait appel du jugement et EDF a formé un appel incident et a réclamé 94,7 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. L'arrêt de la Cour d'appel de Versailles a été rendu le 12 mars 2019 en condamnant ENGIE à verser 1 million d'euros à EDF. En outre, la Cour d'appel a ordonné à ENGIE, sous astreinte provisoire de 10 000 euros par infraction constatée sur une période d'un an, de cesser ou faire cesser tout acte de parasitisme et de dénigrement au préjudice d'EDF.

Le 6 juillet 2020, EDF a demandé au juge de l'exécution du tribunal judiciaire de Nanterre de liquider l'astreinte prononcée par la Cour d'appel de Versailles en demandant le versement d'une somme par ENGIE de 106,89 millions d'euros et le prononcé d'une astreinte définitive de 50 000 euros par infraction constatée et pour une durée d'un an. Le juge de l'exécution a rendu sa décision le 11 décembre 2020 au terme de laquelle elle condamne ENGIE à verser la somme de 230 000 euros à EDF et prononce une nouvelle astreinte provisoire d'un montant de 15 000 euros par nouvelle infraction constatée, pendant un an à compter de la signification du jugement par EDF.

Le 22 décembre 2020, EDF a fait appel de ce jugement du juge de l'exécution devant la Cour d'appel de Versailles. Le 1er juillet 2021, la Cour d'appel de Versailles a rendu sa décision. Elle réduit la condamnation d'ENGIE à 190 000 euros et, considérant qu'ENGIE a démontré avoir pris des mesures susceptibles d'être efficientes et que les difficultés rencontrées tiennent pour l'essentiel au comportement des prestataires/partenaires et démarcheurs, elle annule la nouvelle astreinte provisoire et rejette la demande d'EDF de prononcer une astreinte définitive. EDF a introduit un pourvoi en cassation contre cette décision le 29 juillet 2021.

19.3 Commissionnement

S'agissant des prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, a rappelé le principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE, pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. Le législateur a adopté une disposition validant rétroactivement les contrats conclus avec ENEDIS et faisant obstacle à toute demande en réparation des prestations de gestion de clientèle non rémunérées. Le Conseil Constitutionnel a déclaré cette disposition conforme à la Constitution par décision du 19 avril 2019. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est toujours en cours.

19.4 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le tribunal administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour administrative de Versailles, qui a

invalidé le jugement du Tribunal dans un arrêt du 22 décembre 2021. Tout en reconnaissant la nature fiscale de la créance cédée, la Cour ne valide pas l'exonération du prix de cession faute de texte ou de principe en ce sens, et, faute, pour la cession, d'avoir été autorisée par l'État.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1er février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001, et, le 23 juin 2020, la Cour administrative d'appel de Versailles a donné raison à ENGIE eu égard aux demandes de remboursement relatives aux exercices 2002 et 2003 mais a rejeté celle afférente à l'exercice 2004. Compte tenu de la cession des créances de précompte 2002/2003, les sommes seront restituées à l'établissement bancaire cessionnaire. L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'État par les deux parties. Dans le cadre d'une question prioritaire de constitutionnalité, le Conseil d'État a décidé, le 23 octobre 2020, de poser une question préjudicielle à la Cour de justice de l'Union européenne pour savoir si la directive 90/435/CE de 1990 fait obstacle au prélèvement du précompte lors de la redistribution, par une société mère, de dividendes reçus de filiales établies dans l'Union européenne.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de justice de l'Union européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

19.5 Cession de 29,9% du capital de Suez à Veolia

Dans le cadre de la cession par ENGIE à Veolia de 29,9% du capital de Suez le 6 octobre 2020, ENGIE a été appelée, dans diverses procédures tant en référé qu'au fond, et tant en droit social qu'en droit commercial. Ces procédures mettent en présence au principal Veolia et Suez. Ces procédures ont été engagées par Suez, agissant seule ou conjointement avec ses instances représentatives du personnel. Toutes ces procédures ont été clôturées suite à l'accord intervenu entre Veolia et Suez le 14 mai 2021. ENGIE a agi en toutes circonstances dans son bon droit, n'a violé aucune de ses obligations et la cession à Veolia intervenue, qui est définitive, ne présente aucun vice de forme ou de fond qui pourrait en entacher la validité.

NOTE 20 Éléments relatifs aux parties liées

Toutes les transactions significatives effectuées par ENGIE SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché, aucune information n'est à fournir au titre du décret de révision de l'article R. 123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2021 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2020. Il lui confère trois représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 Administrateurs (une Administratrice représentant l'État nommée par arrêté, deux Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 33,20% des droits de vote théoriques (ou 33,36% des droits de vote exerçables) contre 33,19% à fin décembre 2020.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE ("Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises") a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente ("TRV") de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat ("LEC") promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1er juillet 2023.

Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA (ex-ERDF SA), filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

Relations avec la CNIEG (Caisse nationale des industries électriques et gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des entreprises non nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme" Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

NOTE 21 Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif

Les rémunérations de toutes natures (salaires bruts, primes, intéressement et avantages en nature y compris charges patronales afférentes) versées en 2021 au Directeur Général et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 28,8 millions d'euros.

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

Les membres du Conseil d'Administration élus par l'Assemblée Générale, à l'exception des dirigeants mandataires sociaux, des Administrateurs du service public élus sur proposition de l'État et de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires, reçoivent des jetons de présence ; leur montant est de 0,8 million d'euros pour 2021.

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture

Complément de prix lié à la cession d'une partie de la participation d'ENGIE SA dans la société française SUEZ SA

Le 6 octobre 2020, le Groupe avait cédé 29,9% de sa participation dans SUEZ SA au groupe VEOLIA. Cette cession était assortie d'un mécanisme de complément de prix si le groupe VEOLIA menait d'autres opérations capitalistiques sur SUEZ à un prix supérieur à celui du bloc de 29,9% cédé par ENGIE.

En 2021, le groupe VEOLIA a lancé une offre publique d'achat sur SUEZ à un prix de 20,50 euros par action (coupon attaché) qui s'est positivement clôturée le 7 janvier 2022. ENGIE SA reconnaîtra en 2022 le produit de 347 millions d'euros lié à ce mécanisme de complément de prix.

Cession de la participation résiduelle du Groupe dans la société SUEZ SA

Le 18 janvier 2022, le Groupe a apporté sa participation résiduelle dans SUEZ, soit 1,8%, à l'offre publique d'achat initiée en 2021 par le groupe VEOLIA. Cette opération aura un impact sur le résultat 2022 d'ENGIE SA et viendra réduire la dette à hauteur de 227 millions d'euros.

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils

Les seuils de 10% et 50%, dont les franchissements sont présentés dans cette note, correspondent aux pourcentages de détention à partir desquels une entité détenue devient respectivement une participation et une filiale selon le Code de commerce.

Cessions totales ou partielles

	% au 31 déc. 2020	% au 31 déc. 2021	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres cédés *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales (1)						
ECOMETERING	99%	0%		X	38 214 000	Services
Participations (2)						

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%

Achats totaux ou partiels

	% au 31 déc. 2020	% au 31 déc. 2021	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales (1)						
ENGIE investissement 86	-	100%	X		40 000	Autre
ENGIE investissement 87	-	100%	X		40 000	Autre
Participations (2)	-					

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices

	2021	2020	2019	2018	2017
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en euros)*	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre d'actions émises	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre maximum d'actions futures à créer					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	-	-	-	-	-
Opérations et résultat de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	36 224	19 272	17 282	27 833	20 585
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	659	1 444	378	2 960	2 431
Impôts sur les sociétés (en valeur négative = produit d'impôt)	(474)	(532)	(377)	(549)	(1 001)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1 780	(3 928)	(196)	1 102	1 421
Montant des dividendes distribués (y compris part des actions propres)	2 070	1 291	-	2 718	1 700
Résultat par action *(en euros)*					
Résultat après impôt, participation des salariés mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0, 47	0, 81	0, 31	1, 44	1,41
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,73	(1,61)	(0,08)	0,45	0,58
Dividende versé par action [(1)]	0,85	0,53	-	1,12	0,70
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice	4 294	4 477	4 534	4 400	4 873
Montant de la masse salariale de l'exercice	277	283	273	289	317
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales…)	229	239	197	362	269

(1) Soumis à l'approbation du Conseil d'Administration

Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021 de verser un dividende unitaire de 0,85 euro par action, soit un montant total de 2 070 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2021. Ce dividende unitaire proposé de 0,85 euro par action sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis plus de deux ans au 31 décembre 2021 et maintenue jusqu'à la date de mise en paiement du dividende.

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2021

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée Générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2021, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie "Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels" du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le Code de commerce et par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2021 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

La crise mondiale liée à la pandémie de Covid-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Principales estimations et jugements portant sur le chiffre d'affaires

Notes 1 "Règles et méthodes comptables", 2 "Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices" et 13.1 "Ventilation du chiffre d'affaires" de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre société procède à des estimations et fait usage de jugements notamment pour la comptabilisation (i) des ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") et, dans le cas spécifique de l'exercice clos le 31 décembre 2021, (ii) des ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire". **Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") :** L'évaluation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz se rapportant aux segments de clientèle ne faisant l'objet d'une relève de compteurs qu'en cours d'exercice comptable constitue, en date de clôture annuelle, une estimation significative. En effet, les données de relève par compteur étant transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage par rapport à la date de livraison effective, votre société est amenée à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2021, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 2 002 millions d'euros. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution pour la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par le groupe ENGIE. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au prix moyen de l'énergie. Celui-ci tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. **Compensation relative aux ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire"** La forte volatilité observée sur les marchés de l'énergie et l'augmentation significative des prix du gaz naturel en résultant a conduit le Gouvernement français à plafonner, à partir du 1er novembre 2021 et temporairement jusqu'au 30 juin 2022 au travers du dispositif du "bouclier tarifaire" introduit par la loi de finances pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021), les tarifs réglementés de vente de gaz au niveau de ceux du 1er octobre 2021. Les pertes de recettes supportées par votre société à compter du 1er novembre 2021 constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation au travers d'une garantie irrévocable donnée par l'État français. Dans ce contexte, votre société a exercé son jugement afin de déterminer les modalités de comptabilisation de la compensation à recevoir à ce titre, dont le montant est estimé à environ 248 millions d'euros au 31 décembre 2021. Compte tenu des montants en jeu, de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses retenues de volumes et de prix moyens de l'énergie, et des jugements exercés, nous avons considéré (i) l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires livré et non relevé ainsi que (ii) la compensation à recevoir en la date de clôture au titre du dispositif de bouclier tarifaire comme un point clé de l'audit.	Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") Les diligences mises en œuvre sur l'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé ont principalement consisté à : • prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables pour l'énergie en compteur ; • évaluer la pertinence des modèles d'estimation et à examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit. Nous avons également : • comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par votre groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • contrôlé que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés au cours de la période, prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; • analysé la cohérence des volumes engagés dans les opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) avec les ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux ; • apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture. **Compensation relative aux ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire"** Concernant les impacts résultant de la mise en œuvre du mécanisme de bouclier tarifaire, nos diligences ont principalement consisté à : • examiner le décret gouvernemental du 23 octobre 2021 et les dispositions législatives votées dans le cadre de la loi de finances 2022 ; • analyser les conséquences financières tirées par votre société de l'application des différentes dispositions encadrant le bouclier tarifaire, ainsi que l'évaluation du manque à gagner pour la période du 1er novembre au 31 décembre 2021 ; • apprécier le traitement comptable et les modalités de présentation du produit à reconnaître au sein du compte de résultat et de la créance afférente au 31 décembre 2021. Nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les Notes 1, 2 et 13.1 de l'annexe aux comptes annuels.

Evaluation des titres de participation

Notes 1 "Règles et méthodes comptables" et 4 "Immobilisations financières" de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit	Notre réponse
Les titres de participation s'élèvent à 74 679 millions d'euros au 31 décembre 2021 (63 361 millions d'euros en valeur nette). Les titres de participation acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés. Comme indiqué dans la section "Immobilisations financières" de la Note 1 de l'annexe aux comptes annuels, concernant les titres pour lesquels votre société s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable de ces titres (y compris les malis de fusion associés) à leur valeur d'utilité, si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée, notamment, par référence à (i) la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes pour les sociétés de financement, (ii) la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des vingt derniers cours de Bourse de l'exercice pour les sociétés cotées, (iii) aux flux de trésorerie attendus ou de dividendes ("*Discounted Cash Flow*" ou "*Dividend Discount Model*") pour les autres filiales opérationnelles, en prenant en compte les éventuelles couvertures de change. Comme indiqué dans la Note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, les flux de trésorerie attendus proviennent du budget 2022 et du plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 approuvés par votre Comité Exécutif et votre conseil d'administration et, au-delà de cette période, d'extrapolations établies à partir d'hypothèses macroéconomiques et de projections de prix issues du scénario de référence à long terme de votre Groupe pour la période 2025-2040 approuvé par votre Comité Exécutif. Tel que mentionné dans la Note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, la reprise nette des provisions constatée à hauteur de 854 millions d'euros en 2021 porte notamment sur les titres de participation dans la société Electrabel (698 millions d'euros). L'évaluation des titres de participation est considérée comme un point clé de l'audit compte tenu de leur importance au bilan (61% du total actif) et en raison des jugements nécessaires à l'estimation de leur valeur d'utilité, dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.	Nous avons apprécié les procédures d'approbation des estimations par la Direction. Nous avons examiné les principales données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination des valeurs d'utilité, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et vérifié les calculs effectués par votre société avec le support de nos spécialistes en évaluation. Nos travaux ont notamment consisté à : • examiner les méthodes d'évaluation retenues pour estimer les valeurs d'utilité ; • apprécier la cohérence des hypothèses du scénario de référence à long terme de votre Groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO_2, du charbon et du pétrole, inflation) avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ; • apprécier la cohérence des hypothèses opérationnelles et régulatoires, propres à chacune des entités, retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie ; • examiner les modalités de détermination des taux d'actualisation et apprécier leur cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes ; • s'agissant des modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels : – apprécier la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, avec le scénario de référence du Groupe ; – apprécier la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ; • apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes de l'annexe aux comptes annuels.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'Administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D. 441-6 du Code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entrepris

Nous attestons de l'existence, dans la section du rapport de gestion du conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L. 225-37-4, L. 22-10-10 et L. 22-10-9 du Code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 22-10-9 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés ou attribués aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des entreprises contrôlées par elle qui sont comprises dans le périmètre de consolidation. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L. 22-10-11 du Code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier, établis sous la responsabilité de la Directrice Générale.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre Assemblée Générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES et du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 2021, nos cabinets étaient dans la quatorzième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était Commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022
Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Patrick E. Suissa	Nadia Laadouli	Charles-Emmanuel Chosson	Guillaume Rouger

7

- E

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 400

7.1.1 Raison sociale et nom commercial 400
7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI 400
7.1.3 Date de constitution et durée de vie 400
7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet 400
7.1.5 Objet social 400
7.1.6 Raison d'être 401
7.1.7 Exercice social 401

7.2 Contrats importants 401

7.2.1 Contrats finalisés en 2020 401
7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2020 401
7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2020 401
7.2.4 Contrats finalisés en 2021 401
7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2021 401
7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2021 401
7.2.7 Contrats d'emprunt et de financement 401

7.3 Litiges et arbitrages 402

7.4 Documents accessibles au public 402

7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel 402

7.6 Table de conversion 403

7.7 Unités de mesure 403

7.8 Sigles et acronymes 404

7.9 Glossaire 405

7.10 Index thématique 408

7.11 Table de concordance 410

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts

7.1.1 Raison sociale et nom commercial

La Société a pour raison sociale et nom commercial : ENGIE.

7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI

ENGIE est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 542 107 651.
Son code APE est le 3523Z.
Son identifiant d'entité juridique (code LEI) est le suivant : LAXUQCHT4FH58LRZDY46.
Le nom de l'action cotée en bourse est ENGIE et son code mnémonique "ENGI".

7.1.3 Date de constitution et durée de vie

La Société a une durée s'achevant le 17 novembre 2103, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet

Le siège social est situé : 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie, France.
Téléphone du siège social : +33 1 44 22 00 00
Site internet : www.engie.com

Les informations figurant sur le site internet de la Société ne font pas partie intégrante du présent document, sauf si elles y sont incorporées par référence.

ENGIE est une société anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions législatives et réglementaires applicables aux sociétés commerciales de forme anonyme, sous réserve des lois spécifiques régissant la Société, et à ses statuts.

7.1.5 Objet social

Aux termes de l'article 2.2 des statuts, ENGIE a pour objet la gestion et la mise en valeur de ses actifs matériels et immatériels, présents et futurs, en France et à l'international, par tous moyens, et notamment de :

- prospecter, produire, traiter, importer, exporter, acheter, transporter, stocker, distribuer, fournir, commercialiser du gaz de toute nature et sous toutes ses formes, de l'électricité ainsi que toutes autres formes d'énergie ;
- réaliser le négoce de toute énergie, notamment du gaz et de l'électricité ;
- fournir à tout type de clients des services liés directement ou indirectement aux activités précitées, et notamment des services propres à faciliter la transition énergétique ;
- assurer les missions de service public qui lui sont assignées par la législation et la réglementation en vigueur, en particulier par le Code de l'énergie ;
- étudier, concevoir et mettre en œuvre tous projets et tous travaux publics ou privés pour le compte de toutes collectivités, entreprises et particuliers ; préparer et conclure tous traités, contrats et marchés se rapportant à l'exécution de ces projets et de ces travaux ;
- participer directement ou indirectement à toutes opérations ou activités de toute nature pouvant se rattacher à l'un des objets précités, ou de nature à assurer le développement du patrimoine social y compris des activités de recherche et d'ingénierie, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat ou de vente de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt et de participations, sous quelque forme que ce soit, dans toutes entreprises ou sociétés, existantes ou à créer, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- créer, acquérir, louer, prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, prendre à bail, installer, exploiter tous établissements et fonds de commerce se rapportant à l'un des objets précités ;
- prendre, acquérir, exploiter, concéder ou céder tous procédés, brevets et licences de brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- obtenir, acquérir, prendre à bail et exploiter, principalement au travers de filiales et participations, toutes concessions et entreprises relatives à l'alimentation des villes en eau potable ou industrielle, à l'évacuation et à l'épuration des eaux usées, aux opérations de dessèchement et d'assainissement, à l'irrigation et à l'établissement de tous ouvrages de transport, de protection et de retenue d'eau ainsi que toutes activités de vente et de service aux collectivités et aux particuliers dans l'aménagement des villes et la gestion de l'environnement ;
- et plus généralement réaliser toutes opérations et activités de toute nature, industrielle, commerciale, financière, mobilière ou immobilière, y compris de services notamment l'intermédiation d'assurance comme mandataire ou mandataire délégué, à titre de complément ou autonome, ou de recherche, ces opérations et activités se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires, complémentaires ou connexes ainsi qu'à ceux de nature à favoriser le développement des affaires de la Société.

7.1.6 Raison d'être

Aux termes de l'article 2.1 des statuts, la raison d'être d'ENGIE c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée.

7.1.7 Exercice social

La Société a un exercice social d'une durée de 12 mois qui débute le 1er janvier et s'achève le 31 décembre de chaque année.

7.2 Contrats importants

Les principaux contrats du Groupe, autres que les contrats conclus dans le cadre normal des affaires, sont les suivants :

7.2.1 Contrats finalisés en 2020

Contrat de cession d'une participation de 29,9% dans la société SUEZ – voir Note 4.1.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" du Document d'enregistrement universel 2020.

7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2020 et finalisés en 2021

Néant.

7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2020

Néant.

7.2.4 Contrats finalisés en 2021

Contrat de cession d'une partie de la participation dans la société GRTgaz – voir Note 5.1.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2021

Contrat de cession des activités d'EQUANS – voir Note 5.2.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Contrat d'acquisition d'une participation de 97,33% des parts dans la société Eolia Renovables - voir Note 5.4 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2021

Non significatif.

7.2.7 Contrats d'emprunt et de financement

Voir Notes 17.3 et 19.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et Notes 11.2.1 et 11.2.2 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

7.3 Litiges et arbitrages

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de litiges et arbitrages d'une part et, d'autre part, fait l'objet d'enquêtes et procédures au titre du droit de la concurrence, dont les principaux sont présentés dans la Note 26 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et dans la Note 19 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

7.4 Documents accessibles au public

Les documents relatifs à ENGIE devant être mis à la disposition du public (les statuts, les rapports, les informations financières historiques d'ENGIE, ainsi que des filiales du Groupe incluses ou visées dans le présent Document d'enregistrement universel et celles relatives à chacun des deux exercices précédant le dépôt du présent Document d'enregistrement universel) pourront être consultés au siège social d'ENGIE pendant toute la durée de la validité du présent Document d'enregistrement universel.

Ces documents peuvent également être obtenus en format électronique sur le site internet d'ENGIE (www.engie.com) et, pour certains d'entre eux, sur le site de l'AMF (www.amf-france.org).

Le Document d'enregistrement universel d'ENGIE est traduit en anglais.

Outre le présent Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'AMF, le Groupe publie annuellement un Rapport intégré.

Les documents publiés sur le site internet sont disponibles sans frais auprès d'ENGIE, 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie, France.

7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel

Personne responsable du Document d'enregistrement universel

Catherine MacGregor, Directrice Générale.

Attestation du responsable du Document d'enregistrement universel contenant le rapport financier annuel

"J'atteste que les informations contenues dans le présent Document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omissions de nature à en altérer la portée.

J'atteste que, à ma connaissance, les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion, dont les différentes rubriques sont mentionnées dans le Chapitre 7 du présent Document d'enregistrement universel, présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées".

Courbevoie, le 9 mars 2022
La Directrice Générale
Catherine MacGregor

7.6 Table de conversion

1 kWh	0,09 m^3 de gaz naturel (soit 1 m^3 de gaz = 11 kWh)
1 GWh	91 000 m^3 de gaz naturel
1 TWh ou 1 milliard de kWh	91 millions de m^3
1 milliard de m^3 de gaz	6,2 millions de barils équivalent pétrole (Mbep)

Les unités de conversion mentionnées ci-dessus sont celles couramment utilisées par les professionnels du secteur de l'énergie. Elles sont fournies à titre purement indicatif dans ce document.

7.7 Unités de mesure

A	Ampère
Bar	Unité de mesure de la pression des fluides, notamment du gaz naturel (1 bar : 105 Pascal)
Bep	Baril équivalent pétrole (1 baril = 159 litres)
G	Giga (milliard)
GBq	Giga becquerel
Gm^3	Giga m^3 (milliard de mètres cubes)
GW	Gigawatt (milliard de watts)
GWh	Gigawattheure (million de kilowattheures)
GWhéq	GWh équivalent électrique
J	Joule
k	Kilo (mille)
kW	Kilowatt (mille watts)
kWh	Kilowattheure (mille wattheures)
m	Mètre
m^2	Mètre carré
m^3	Mètre cube
M	Méga (million)
Mbep	Million de barils équivalent pétrole
Mtpa	Million de tonnes par an
MW	Mégawatt (million de watts)
MWc	Mégawatt crête (unité de mesure de puissance des installations solaires photovoltaïques)
MWe	Mégawatt électrique
MWh	Mégawattheure (mille kilowattheures)
T	Téra (mille milliards)
TBq	Téra becquerel
t/h	Tonne par heure
TWh	Térawattheure (milliard de kilowattheures)
V	Volt
W	Watt
Wh	Wattheure

7.8 Sigles et acronymes

A

ACPR : Autorité de contrôle prudentiel et de résolution

AGM : Assemblée Générale Mixte

AMF : Autorité des marchés financiers

ATAD : *Anti Tax Avoidance Directive*

ATRD : Accès des tiers au réseau de distribution – voir Glossaire

B

BtoB : *Business to Business* (clientèle d'entreprises)

BtoC : *Business to Consumer* (clientèle de particuliers)

BtoT : *Business to Territories* (clientèle de villes et territoires)

BU : *Business Unit* (unité opérationnelle)

C

Capex : *Capital expenditures* (dépenses d'investissement)

CEE : Comité d'Entreprise Européen

CEE : Certificat d'économie d'énergie

CER : *Certified Emission Reduction* (certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre) – voir Glossaire

CO_2 : Dioxyde de carbone

Covid-19 : *Coronavirus disease* 2019

CPN : Commission des provisions nucléaires

CRE : Commission de Régulation de l'Énergie – voir Glossaire

CRM : *Capacity Remuneration Mechanism* – voir Glossaire

CSE : Comité Social et Économique

CSP : Centre de Services Partagés

D

DBSO : *Develop Build Share Operate*

DBOO : *Design Build Own Operate*

E

EBITDA : *Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization* – voir Glossaire

E&P : Exploration-Production d'hydrocarbures

EMAS : *Eco Management and Audit Scheme* (Système de Management Environnemental et d'Audit) – voir Glossaire

EMTN : *Euro Medium Term Note* (programme de bons à moyen terme négociables)

ENR : Énergies Renouvelables : éolien, solaire, hydraulique…

ERM : *Enterprise Risk Management* (gestion des risques de l'entreprise)

EUA : *European Union Allowance* (droits d'émission européens)

F

FM : *Facility management* – voir Glossaire

G

GBU : *Global Business Unit*

GES : Gaz à effet de serre – voir Glossaire

GNL : Gaz naturel liquéfié – voir Glossaire

GNV : Gaz naturel véhicule – voir Glossaire

I

IAS : *International Accounting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB jusqu'en 2002)

IASB : *International Accounting Standards Board*

IEG : Industries Électriques et Gazières – voir Glossaire

IFRS : *International Financial Reporting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB depuis 2002)

IG : Intégration globale

INCOME : *Internal Control Management Efficiency* (programme de contrôle interne du Groupe ENGIE)

IoT : *Internet of Things* (internet des objets)

IP : Intégration proportionnelle

IPP : *Independent Power Producer* (producteur indépendant d'électricité) – voir Glossaire

ISO : *International Organization for Standardization* – voir Glossaire

K

KPI : *Key Performance Indicator* (indicateur clé de performance)

L

LTO : *Long Term Operation*

MEE : Mise en équivalence

N

NOx : Oxyde d'azote

O

OCDE : Organisation de coopération et de développement économiques

ONDRAF : Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies

ONG : Organisation non gouvernementale

OPCVM : Organismes de placement collectif de valeurs mobilières

Opex : *Operating expenses* (charges d'exploitation)

P

PEG : Plan d'Épargne Groupe

PPA : *Power Purchase Agreement* (contrat d'achat/vente d'électricité, souvent à long terme)

PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

PSI : Prestataire de Services d'Investissement – voir Glossaire

PV : Photovoltaïque

R

R&D : Recherche et Développement

RGPD : Règlement général sur la protection des données

RH : Ressources Humaines

ROC : Résultat Opérationnel Courant

ROCE : *Return on capital employed* (rentabilité des capitaux investis ou rentabilité économique)

ROE : *Return on equity* (rentabilité des capitaux propres)

RSE : Responsabilité Sociétale d'Entreprise

S

SER : Source d'Énergie Renouvelable

SI : Système d'Information

SO_2 : Dioxyde de soufre

SRV : *Shuttle Regasification Vehicle* – voir Glossaire

T

TGV : Turbine Gaz-Vapeur (ou CCGT pour *Combined Cycle Gas Turbine*)

TMO : Taux Mensuel Obligataire

TSR : *Total Shareholder Return* – voir Glossaire

U

UE : Union européenne

V

VaR : *Value at Risk* (valeur à risque) – voir Glossaire

VPP : *Virtual Power Plant* (capacité de production virtuelle) – voir Glossaire

7.9 Glossaire

Accès des Tiers au Réseau (ATR)

Droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

Actions en autocontrôle

Actions d'une société détenues par des filiales contrôlées par celle-ci. Ces actions sont privées de droits de vote.

Actions en auto-détention

Actions de la Société acquises par cette dernière, en vertu d'une autorisation donnée par l'Assemblée Générale. Ces actions sont privées de droits de vote.

Base d'actifs régulés (BAR)

La base d'actifs régulés est la valeur économique des actifs, reconnue par le régulateur, pour les actifs exploités par un opérateur d'infrastructures régulées.

Biogaz

Ensemble des gaz qui résultent de la fermentation des matières organiques (déchets, boues des stations d'épuration, etc.) dans un milieu en raréfaction d'air, tels que le méthane et le dioxyde de carbone. Cette fermentation est le résultat d'une activité bactérienne, naturelle ou contrôlée. À ce titre, le biogaz entre dans la catégorie des énergies renouvelables.

Biomasse

Masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Une partie de ce gisement peut être éventuellement exploitable à des fins énergétiques.

Branchement

Ouvrage de transport assurant la liaison entre le réseau de transport et un ou des postes de livraison, et destiné exclusivement ou principalement à l'alimentation d'un client ou d'un réseau de distribution. Le branchement fait partie du réseau.

Canalisation de gaz

Conduite assurant le transport d'un gaz combustible.

Capacité de transport

Charge maximale admissible en permanence d'un moyen d'exploitation en tenant compte de la stabilité de ses paramètres de fonctionnement et de la chute de pression.

Capacity Rémuneration Mechanism

Instrument destiné à compléter les marchés d'énergie avec un marché de capacités qui garantit la disponibilité de capacités suffisantes pour assurer l'approvisionnement en électricité.

Centrale à cycle combiné à vapeur

Centrale électrique comprenant un générateur à turbine à gaz dont les gaz d'échappement alimentent une chaudière. La vapeur produite dans la chaudière entraîne un turbogénérateur.

Centrale thermique

Installation dans laquelle l'énergie chimique contenue dans des combustibles fossiles solides, liquides ou gazeux est transformée exclusivement en énergie électrique à l'aide de chaudières et de turbines à vapeur.

Certified Emission Reduction (CER)

Certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre délivré à des industriels ayant investi dans des pays en voie de développement pour y réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les CER ne sont pas directement échangeables, mais restituables en lieu et place de quotas de CO_2, un CER équivalant alors à un quota.

Code Afep-Medef

Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées (en France), dans sa version publiée par l'Afep-Medef en janvier 2020.

Cogénération

Technique permettant, à partir d'un seul combustible qui peut être le gaz naturel, de produire simultanément de la chaleur (vapeur ou eau surchauffée ou mélange d'air et de produits de combustion) et de l'électricité.

Commercialisateur

Vendeur d'énergie à des tiers (client final, distributeur, etc.).

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz – Belgique (CREG)

Organisme autonome, investi d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz. Par ailleurs, la CREG surveille et contrôle l'application des lois et réglementations. Un Conseil général, composé de représentants des gouvernements fédéral et régionaux, des organisations représentatives des travailleurs, des employeurs et des classes moyennes, des associations environnementales ainsi que des producteurs, des distributeurs et des consommateurs, supervise son fonctionnement.

Commission de Régulation de l'Énergie – France (CRE)

La Commission de Régulation de l'Énergie est une autorité administrative indépendante. Elle a été mise en place pour la régulation de l'électricité par la loi du 10 février 2000 et ses compétences ont été élargies au secteur du gaz par la loi du 3 janvier 2003. Elle a pour mission essentielle de veiller à la mise en œuvre effective de l'accès aux infrastructures électriques et gazières dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

Plus généralement, son rôle est de veiller au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité.

Dark spread

Marge brute d'une centrale à charbon, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le *dark spread* doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers, coût du CO_2, etc.).

Dessalement

Procédé permettant de réduire la concentration en sels des eaux afin de les rendre propres à la consommation humaine ou animale ainsi que pour divers usages, notamment industriels.

Distribution

Les réseaux de distribution sont des ensembles d'ouvrages constitués principalement de canalisations à moyenne ou basse pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs qui ne sont pas raccordés directement au réseau principal ou à un réseau régional de transport.

Droits en nature des concédants

Le poste Droits en nature des concédants est un poste spécifique aux entreprises délégataires de services publics. Il est la contrepartie des immobilisations en concession inscrites à l'actif du bilan.

Sa valorisation traduit l'obligation de remise gratuite au concédant, au terme du contrat, des immobilisations affectées au service public concédé, de sorte que, au terme d'un contrat donné, la valeur du poste Droits en nature des concédants est égale à la valeur nette comptable des immobilisations devant être remises au concédant.

EBITDA

L'EBITDA désigne communément les revenus d'une entreprise avant soustraction des intérêts, impôts, dotations aux amortissements et provisions sur immobilisations.

EBITDA *at Risk*

L'EBITDA *at Risk* mesure la perte potentielle d'EBITDA, à une probabilité donnée, sous l'effet de variations des prix et des volatilités, sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de portfolio management.

Si l'horizon de temps considéré est d'un an calendaire et l'intervalle de confiance 95%, un EBITDA *at Risk* de 100 millions d'euros indique que la probabilité de perdre entre le 1er janvier et le 31 décembre plus de 100 millions d'euros d'EBITDA du fait des variations de prix des commodités est de 5%.

Électricité verte

L'électricité verte est l'électricité certifiée produite à partir d'énergies renouvelables.

Eco Management and Audit Scheme (EMAS)

Système de Management Environnemental et d'Audit, fondé sur une certification ISO 14001 et une déclaration environnementale certifiée par des vérificateurs européens, approuvée par la Commission européenne et publiée.

Facility Management

Ensemble des prestations de management des services et utilité complémentaires à la fourniture d'énergie d'un client industriel. Ces prestations sont relatives à la gestion de l'environnement du client : gardiennage, propreté et hygiène, conduite et maintenance des équipements techniques, maîtrise d'ouvrage déléguée pour les travaux, gestion des équipements de sécurité, standard et accueil, etc.

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz atmosphérique qui contribue à maintenir la chaleur émise sur terre par le soleil. Les industries, les voitures, le chauffage, l'élevage, etc. produisent des gaz dont certains renforcent l'effet de serre. L'augmentation significative des gaz à effet de serre produits par l'activité humaine est, entre autres, responsable du réchauffement de la planète et de ses conséquences sur l'écosystème.

Gaz cousin

Quantité de gaz emmagasinée dans un stockage souterrain et qui peut ne pas être complètement récupérée après son injection.

Gaz Naturel Liquéfié (GNL)

Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à – 162 °C permettant de réduire 600 fois son volume.

Gaz Naturel Véhicule (GNV)

Composé à 100% de gaz naturel, il est essentiellement utilisé dans les transports urbains et les véhicules de propreté.

Gaz utile

Gaz disponible à l'intérieur d'un stockage souterrain et susceptible d'être soutiré.

Green Power Purchase Agreement (Green PPA)

Un *Green Power Purchase Agreement* ("contrat d'achat d'électricité") ou *Green PPA* est un contrat de livraison d'électricité produite à partir des énergies renouvelables conclu à long terme entre un producteur et un acheteur d'électricité.

Hub gazier

Plate-forme d'échange (point de jonction d'un réseau de transport où arrive le gaz en provenance de plusieurs sources et qui offre la possibilité physique d'échanger des volumes de gaz entre ces sources et les marchés finaux).

Independent Power Producer (IPP)

Producteur d'électricité indépendant dont les activités ne sont pas régulées par l'État.

Le classement des IPP est uniquement basé sur les projets développés en dehors du pays d'origine.

Industries électriques et gazières (IEG)

Ensemble des entreprises qui produisent, transportent ou distribuent de l'électricité ou du gaz en France et qui satisfont aux dispositions de la loi de nationalisation du 8 avril 1946. La branche des IEG regroupe l'ensemble des entreprises dont le personnel relève du statut du personnel des IEG.

International Organization for Standardization (ISO)

Organisation visant à définir des référentiels (norme/standard industriel utilisé comme référentiel).

ISO 14001

Norme internationale destinée à vérifier l'organisation des procédures et méthodes d'unités organisationnelles d'une entreprise, ainsi que la mise en place efficace de la politique de l'environnement et de ses objectifs environnementaux.

ISO 9001

Norme internationale qui définit des critères de qualité au sein des procédures de travail.

Elle concerne la conception d'un produit, la maîtrise de l'outil de production et du procédé de fabrication ainsi que le contrôle qualité du produit final.

Liquéfaction du gaz naturel

Transformation du gaz naturel de la forme gazeuse à la forme liquide pour son transport par navire et/ou son stockage.

Joint-venture

Terme anglais communément utilisé pour décrire un projet dans lequel deux entités ou plus participent. Pour les principes et méthodes de consolidation applicables aux différents types de partenariat selon les normes IFRS, se reporter à la Note 1 de la Section 6.2 Comptes consolidés.

Marché spot

Marché sur lequel s'opèrent les achats et les ventes d'énergie à court terme (à la journée ou jusqu'à trois ans).

Modulation

Terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages – régulé ou négocié – est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas des États-Unis).

Ouvrages de raccordement

Ensemble des ouvrages assurant le raccordement d'un site de consommation ou d'un réseau de distribution au réseau de transport. Les ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou plusieurs branchements et d'un ou plusieurs postes de livraison.

Partenariat public-privé

Ce partenariat repose sur un contrat par lequel l'autorité publique confie certaines missions à un délégataire en lui fixant des objectifs. Les pouvoirs publics fixent les objectifs de service à l'opérateur privé tout en conservant la propriété du patrimoine et le pouvoir de régulation. Les collectivités locales ont de plus en plus recours à ce type de partenariat dans la gestion de leurs services de l'eau.

Point d'échange de gaz

Point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

Prestataire de Services d'Investissement (PSI)

Entreprise de crédit ou établissement de crédit ayant reçu un agrément pour réaliser des services d'investissements et dont le rôle principal est de transmettre et de traiter les ordres de bourse.

Power Purchase Agreement Corporate (*Corporate* PPA)

Un *Power Purchase Agreement Corporate* ("contrat d'achat d'électricité" ou *Corporate PPA* est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre un producteur et un acheteur d'électricité final.

Qmax

Un navire de taille Q-Max mesure 345 mètres (1 132 pieds) de long et mesure 53,8 mètres (177 pieds) de large et 34,7 mètres (114 pieds) de haut, avec un tirant d'eau d'environ 12 mètres (39 pieds).

Il a une capacité de GNL de 266 000 mètres cubes (9 400 000 pieds cubes), soit 161 994 000 mètres cubes (5,7208 × 109 pieds cubes) de gaz naturel.

Réseau principal

Ensemble d'ouvrages de transport de gaz naturel à haute pression et de grand diamètre, qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers.

À ces ouvrages sont rattachés les réseaux régionaux ainsi que certains consommateurs industriels et réseaux de distribution.

Réseau régional

Ensemble d'ouvrages de transport à haute pression et de grand diamètre qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers.

Les réseaux régionaux, les réseaux de distribution ainsi que certains consommateurs industriels y sont rattachés.

Shuttle Regasification Vehicle (SRV)

Méthanier équipé de regazéifieurs embarqués qui peut se connecter à une bouée sous-marine, ce qui lui permet d'émettre le GNL regazéifié directement sur un réseau de gazoducs.

Smart energy

Système énergétique économiquement efficace, durable et sécurisé dans lequel la production d'énergie renouvelable, les infrastructures et la consommation sont intégrées et coordonnées localement au moyen de services énergétiques, d'utilisateurs actifs et de technologies digitales.

Spark spread

Marge brute d'une centrale à gaz, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le *spark spread* doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers, coût du CO_2, etc.).

Station de compression

Installation industrielle qui comprime le gaz naturel afin d'optimiser la circulation des flux dans les canalisations.

Station de pompage

Station ou installation de production d'énergie qui fonctionne selon un procédé qui consiste à pomper de l'eau entre réservoirs à des altitudes différentes. Lorsque les prix de l'électricité sont bas (généralement la nuit), l'électricité du réseau électrique est utilisée pour pomper l'eau vers un réservoir supérieur puis, aux heures de pics de consommation, lorsque les prix de l'électricité sont plus élevés, l'eau est rejetée dans le réservoir inférieur via une turbine.

Stockage

Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.

Stockage souterrain

Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.

Stress test

Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.

Take-or-pay

Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.

Terminal méthanier

Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).

Tolling

Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz, etc.) en électricité.

Total Shareholder Return (TSR)

Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.

Trading d'énergie

Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).

Transport

Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.

Value at Risk (VaR)

La *Value at Risk* est un indicateur global pour mesurer l'exposition du portefeuille par rapport au risque de variations des prix et des volatilités. Il indique le montant de perte potentielle qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de trading.

À titre d'exemple, si l'horizon de temps est 1 jour et l'intervalle de confiance 99%, une VaR de 5 millions d'euros indique que la probabilité de perdre quotidiennement plus de 5 millions d'euros est de 1%, soit deux ou trois fois par an.

Virtual Power Plant (VPP)

Capacité de production virtuelle. Il s'agit d'un dispositif qui consiste à mettre à disposition d'un tiers une bande de capacité de production, contre rémunération, sans que le tiers ne possède de part dans un actif et sans qu'il n'en soit l'opérateur.

Upstream PPAs

Un *upstream Power Purchase Agreement Corporate* ou *upstream PPA* est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre deux parties, généralement un producteur et un acheteur d'électricité.

Zone d'équilibrage

Ensemble comprenant des points d'entrée, des points de livraison et un point d'échange de gaz au sein duquel l'expéditeur doit assurer un équilibrage.

7.10 Index thématique

Thèmes	**Pages**
Acquisitions	60, 73, 105, 219, 220, 228, 235, 254, 258, 296
Actionnariat	98, 99, 199
Actions de performance	99, 162, 165, 171, 173, 174, 175, 177, 180, 277, 332, 333, 367
Administrateur	130 à 158, 169, 170, 181
Assemblée Générale	9, 15, 123, 130, 151, 153, 156, 159 à 162, 164 à 166, 169 à 174,178 à 183, 187, 188, 197, 201, 207, 208, 318, 319, 333, 340, 341, 366, 392, 393
Assurances	40, 55, 59, 67, 98, 155, 383, 387
Capital social	173, 179, 180, 181, 186, 187, 188, 200, 201, 317, 318, 348, 362, 363, 366, 392
Capitaux propres	17, 73, 188, 220, 221, 224 à 231, 234 à 236, 240 à 242, 245, 247, 248, 256 à 258, 272, 275, 289 à 291, 293, 294, 296 à 306, 310, 311, 315, 317, 318, 319, 324, 325, 328, 348, 355, 362, 363, 366
Cessions	14, 72, 73, 157, 204, 206, 207, 216, 219, 228, 235, 250 à 254, 270, 271, 284, 287, 290, 291, 296, 301, 317, 350, 354, 375, 380, 391
Changement climatique	12, 18 à 20, 27, 28, 47, 49, 70, 71, 80, 82, 104, 107, 108, 111, 121, 124, 157, 194
Code Afep-Medef	130, 131, 147, 148, 149, 154, 161 à 163, 166 à 172, 182, 405
Comité Exécutif	9, 39, 67, 68, 156, 160, 172, 173, 260, 280, 334, 342, 361, 385, 391, 395
Commissaires aux comptes	6, 67, 68, 100, 106, 123 à 127, 154, 178, 182, 183, 190, 197, 198, 340, 341, 345, 346, 393, 396, 397
Conflits d'intérêts	87, 118, 147, 148, 150, 151, 178, 243
Conseil d'Administration	15, 70, 71, 95, 101, 104, 116, 123, 130 à 166, 169 à 176, 178 à 183
Contrôle interne	52, 55, 57, 66 à 68, 82, 87, 116, 118 à 124, 155, 340, 344, 345, 394, 396, 397
Conventions réglementées	155, 178, 183
Dette financière	14, 204, 206, 207, 208, 249, 295, 296, 334
Développement durable	18, 19, 70, 79, 114, 124, 195, 196, 260, 281
Direction Générale	9, 67, 70, 105, 126, 130, 151, 160
Diversité	15, 78, 81, 85, 93, 95 à 97, 124, 130, 131, 149, 160, 208
Dividendes	181, 201, 205, 216, 219, 220, 221, 226 à 228, 235, 240, 244, 246, 254, 257, 274, 290, 318, 319, 325, 335, 362, 363, 366, 374, 375, 390, 392, 395
Effectifs	17, 63, 85, 89, 91, 93, 100, 125, 271, 373, 385
Engagements hors bilan	352, 356, 357, 376
État français	186, 199, 200
Ethique	18, 20, 60, 64, 66, 67, 79, 84, 87, 115 à 122, 157
Faits marquants	14, 155, 204
Filiales	8, 10, 21, 40, 68, 81, 82, 98, 188, 219, 221, 228, 231, 235, 236 à 241, 254, 258, 273, 347, 348, 357, 360, 362, 363, 368, 369, 372, 375, 379, 380, 391
Franchissement de seuils	182, 200
Gestion des risques	18, 33, 39, 41 à 65, 71, 101, 111, 117, 119, 124, 232, 297, 302, 307, 309, 324, 345, 376, 382, 396, 404
Gouvernance	18, 33, 39, 60, 67, 70, 71, 78, 81, 83, 87, 115, 116, 121, 130, 151, 156, 159, 160, 239, 243, 323
Impôts	25, 26, 46, 89, 164, 174 à 178, 218, 220, 225 à 259, 261, 271 à 278, 285, 304,321, 328, 336, 341, 351, 369,
Indicateurs financiers	70, 216, 231, 238, 254, 257

Thèmes	**Pages**
Mandat	51, 53, 116, 131 à 164
Mandataires sociaux	42, 131, 132, 152, 153, 155, 158, 163, 164, 169, 171, 172, 174, 175, 179, 180, 182, 190, 320, 393, 398, 417, 418
Notations	9, 20, 22, 72, 164, 167, 224, 301, 310, 314
Obligations vertes	189, 293
Président (Jean-Pierre Clamadieu)	135, 150 à 152, 156, 157, 160 à 169, 171, 179, 181
Provisions	271
Raison d'être	72, 80
R&D / Recherche, Technologies, et Innovation	15, 16, 43, 25, 75, 87, 140, 195, 196
Recrutement	57, 71, 91, 92, 95, 96, 99, 132
Règlement intérieur	73, 149, 152, 153, 154, 162, 172
Rémunération	18, 25, 26, 31, 40, 44, 71, 73, 98, 100, 132, 150, 155, 158, 161, 163, 164, 165, 166, 167
Résultat net part du Groupe	217, 218, 225, 235, 243, 244, 258, 272, 279
Retraites	55, 96, 174, 261, 328, 331, 389
Santé-sécurité	20, 41, 67, 88, 103, 104, 122, 154
Statuts	11, 20, 25, 72, 132, 183
Taxonomie	20, 49, 74, 75 76, 125
Transition énergétique	14, 15, 24, 25, 29, 31, 32, 36, 44, 48, 49, 77, 160, 197
Trésorerie	19, 68, 75, 192, 206, 224, 230, 233, 250, 280, 283

7.11 Table de concordance

Règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017 (Prospectus) et Règlement délégué (UE) n° 2019/980 du 14 mars 2019

La présente table de concordance permet d'identifier les informations requises par l'annexe 1 (sur renvoi de l'annexe 2) du Règlement délégué (UE) n° 2019/980 du 14 mars 2019 complétant le Règlement (UE) n° 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil conformément au schéma du prospectus et de croiser celles-ci avec les Sections du Document d'enregistrement universel 2021 :

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980			Chapitre du Document d'enregistrement universel 2021		Page
1.	**Personnes responsables, informations provenant de tiers, rapports d'experts et approbation de l'autorité compétente**				
	1.1	Nom et fonction des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	402
	1.2	Déclaration des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	402
	1.3	Déclaration ou rapport attribué à une personne intervenant en qualité d'expert	NA		NA
	1.4	Attestation d'un tiers	NA		NA
	1.5	Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente		Encart AMF	1
2.	**Contrôleurs légaux des comptes**				
	2.1	Nom et adresse des contrôleurs légaux des comptes	4.5.7	Mandats des Commissaires aux comptes	183
	2.2	Démission, révocation ou non-renouvellement des contrôleurs légaux des comptes	NA		NA
3.	**Facteurs de risques**		2	Facteurs de risque et contrôle	37
4.	**Informations concernant l'émetteur**				
	4.1	Raison sociale et nom commercial	7.1.1	Raison sociale et nom commercial	400
	4.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	400
	4.3	Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	1.1.2	Histoire et évolution de la Société	8
			7.1.3	Date de constitution et durée de vie	400
	4.4	Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	1.1.1	Présentation	8
			7.1	Informations générales concernant ENGIE et ses statuts	400
5.	**Aperçu des activités**				
	5.1	Principales activités	1.1.1	Présentation	8
			1.2	Stratégie et objectifs	12
			1.1.3	Organisation du Groupe	9
			1.6	Présentation des activités du Groupe	20
	5.2	Principaux marchés	1.1.1	Présentation	8
			1.2	Stratégie et objectifs	12
			1.6	Présentation des activités du Groupe	20
	5.3	Événements importants	1.6	Présentation des activités du Groupe	20
	5.4	Stratégie et objectifs	1.2	Stratégie et objectifs	12
	5.5	Degré de dépendance de l'émetteur à l'égard de brevets ou de licences, de contrats industriels, commerciaux ou financiers ou de nouveaux procédés de fabrication	1.3	Recherche, technologies, et innovation	13
			2.2	Facteurs de risques	41
	5.6	Déclaration sur la position concurrentielle	1.1.1	Présentation	8
	5.7	Investissements			
		5.7.1 Principaux investissements réalisés	6.1.1.3.2	Investissements nets	218
		5.7.2 Principaux investissements en cours	1.2	Stratégie et objectifs	12
			1.6	Présentation des activités du Groupe	20
		5.7.3 Co-entreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	6.2	Comptes consolidés – Note 3 (Principales filiales au 31 décembre 2021) et Note 4 (Participations dans les entreprises mises en équivalence)	236 242
		5.7.4 Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.5	Informations environnementales	104

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980		Chapitre du Document d'enregistrement universel 2021		Page
6.	**Structure organisationnelle**			
6.1	Description sommaire du Groupe	1.1.3	Organisation du Groupe	9
6.2	Liste des filiales importantes	6.2	Comptes consolidés – Note 3 (Principales filiales au 31 décembre 2021)	236
7.	**Examen de la situation financière et du résultat**	6.1.1	Rapport d'activité	204
7.1	Situation financière	6.1.1.3	Évolution de l'endettement financier net	216
		6.1.1.4	Autres postes de l'état de situation financière	220
7.1.1	Évolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	6.1.1	Rapport d'activité	204
7.1.2	Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	1.3	Recherche, technologies, et innovation	13
		6.2	Comptes consolidés – Note 15.2 (Information sur les frais de recherche et développement)	285
7.2	Résultats d'exploitation			
7.2.1	Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	6.1.1.1	Résultats ENGIE 2021	204
		6.1.1.2	Autres éléments du compte de résultat	215
7.2.2	Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	6.1.1.1	Résultats ENGIE 2021	204
		6.1.1.2	Autres éléments du compte de résultat	215
8.	**Trésorerie et capitaux**			
8.1	Informations sur les capitaux	6.1.1.4	Autres postes de l'état de situation financière	220
		6.2	Comptes consolidés – Note 17.3 (Endettement financier net)	295
			Note 19 (Éléments sur les capitaux propres)	317
			Note 6.4 (Capitaux engagés industriels)	257
8.2	Flux de trésorerie	6.1.1.3	Évolution de l'endettement financier net	216
8.3	Besoins de financement et structure de financement	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	222
		5.2	Titres non représentatifs du capital	188
		6.2	Comptes consolidés – Note 17 (Instruments financiers)	289
8.4	Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.2	Restriction à l'utilisation des capitaux	222
8.5	Sources de financement attendues	6.1.2.3	Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	222
9.	**Environnement réglementaire**	1.6	Présentation des activités du Groupe	20
		2.2.1	Risques politiques et réglementaires	41
10.	**Information sur les tendances**			
10.1	Principales tendances récentes ayant affecté la production, les ventes et les stocks, les coûts et les prix de vente, tout changement significatif dans la performance financière du Groupe ou fournir une déclaration négative appropriée	1.2	Stratégie et objectifs	12
		6.1	Examen de la situation financière	204
10.2	Tendances susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2021		Page
11. Prévisions ou estimations du bénéfice			
11.1 Prévision ou estimation du bénéfice	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
11.2 Déclaration énonçant les principales hypothèses	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
11.3 Déclaration relative aux bases d'établissement et d'élaboration des précisions et estimations du bénéfice	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale			
12.1 Informations concernant les membres des organes d'administration et la Direction Générale	4.1	Organes d'administration	130
	4.3	Direction Générale	160
12.2 Conflits d'intérêts	4.1.1.4	Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation	147
13. Rémunération et avantages			
13.1 Montant de la rémunération versée et des avantages en nature	4.4	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	161
13.2 Montant total des sommes provisionnées ou constatées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	4.4.1.4	Régime de retraite	162
	4.4.2	Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif)	172
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction			
14.1 Date d'expiration des mandats	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	130
14.2 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	4.5.3	Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	178
14.3 Information sur le Comité d'Audit et le Comité de Rémunération	4.1.2.4	Les comités	153
14.4 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	150
	4.6	Code de gouvernement d'entreprise	182
14.5 Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	4.2.2	Assemblée Générale du 21 avril 2022 – Composition du Conseil d'Administration	159
15. Salariés			
15.1 Nombre de salariés	3.4.1	Données sociales	88
15.2 Participations et stock-options	4.1.1.1	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	131
	4.4	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	161
15.3 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.4.5	Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié	98
16. Principaux actionnaires			
16.1 Actionnaires détenant plus de 5% du capital ou des droits de votes	5.1.1	Capital social et droits de vote	186
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	200
16.2 Existence de droits de vote différents	5.1.1.3	Droits de vote	186
	5.4.4	Action spécifique	200
16.3 Contrôle de l'émetteur	5.4.2	Répartition du capital	199
	5.4.4	Action spécifique	200
16.4 Accord relatif au changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	200
17. Transactions avec des parties liées			
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	178
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	183

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2021		Page
18. Informations financières concernant l'actif et la passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur			
18.1 Informations financières historiques	6.2	Comptes consolidés	223
	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	341
	6.4	Comptes sociaux	347
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	393
18.2 Informations financières intermédiaires	6.2	Comptes consolidés	223
18.3 Audit des informations financières annuelles historiques	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	341
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	393
18.4 Informations financières historiques pro forma	NA		NA
18.5 Politique en matière de dividendes	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	201
18.6 Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2	Comptes consolidés – Note 26 (Contentieux et enquêtes)	336
	7.3	Litiges et arbitrage	402
18.7 Changement significatif de la situation financière	6.2	Comptes consolidés – Note 27 (Événements postérieurs à la clôture)	340
19. Informations supplémentaires			
19.1 Capital social	5.1	Informations sur le capital	186
19.1.1 Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	5.1.1	Capital social et droits de vote	186
	5.1.2	Capital potentiel et titres donnant accès au capital	186
	4.5.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	179
19.1.2 Actions non représentatives du capital	5.2	Titres non représentatifs du capital	188
19.1.3 Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	5.1.4.3	Valeur comptable et valeur nominale	188
19.1.4 Valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	NA		NA
19.1.5 Droits d'acquisition et/ou toute obligation attachée au capital autorisé, mais non émis, ou toute entreprise visant à augmenter le capital	NA		NA
19.1.6 Options sur le capital de membres du Groupe	5.4.4	Action spécifique	200
19.1.7 Historique du capital social	5.1.3	Évolution du capital social au cours des cinq derniers exercices	187
19.2 Acte constitutif et statuts			
19.2.1 Registre et objet social	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	400
	7.1.5	Objet social	400
19.2.2 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	5.4.4	Action spécifique	200
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	181
19.2.3 Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	200
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	181
20. Contrats importants	7.2	Contrats importants	401
21. Documents disponibles	7.4	Documents accessibles au public	402

Table de concordance du rapport financier annuel

Afin de faciliter la lecture du présent document, la table de concordance ci-après permet d'identifier, dans le présent Document d'enregistrement universel, les informations qui constituent le rapport financier annuel devant être publié par les sociétés cotées conformément aux articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'AMF.

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Comptes annuels	6.4	Comptes sociaux	347
Comptes consolidés	6.2	Comptes consolidés	223
Rapport de gestion		Voir table de concordance spécifique ci-après	413
Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	402
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	393
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	341

Table de concordance du rapport de gestion (auquel sont joints le rapport sur le gouvernement d'entreprise et la Déclaration de performance extra-financière)

Afin de faciliter la lecture du présent document, la table de concordance ci-après permet d'identifier les informations devant figurer au sein du rapport de gestion, selon les dispositions du Code de commerce applicables aux sociétés anonymes à Conseil d'Administration.

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
1. Situation et activité du Groupe			
Situation de la Société durant l'exercice écoulé et analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe, notamment de sa situation d'endettement, au regard du volume et de la complexité des affaires	6.1.1	Rapport d'activité	204
	6.1.1.2	Autres éléments du compte de résultat	215
	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	222
	6.2	Comptes consolidés	223
Indicateurs clefs de performance de nature financière	1.4.3	Chiffres clés financiers 2021	17
Indicateurs clefs de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe, notamment les informations relatives aux questions d'environnement et de personnel	1.4.3	Chiffres clés financiers 2021	17
Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le Rapport de gestion est établi	6.2	Comptes consolidés – Note 27 (Événements postérieurs à la clôture)	340
Identité des principaux actionnaires et détenteurs des droits de vote aux Assemblées Générales, et modifications intervenues au cours de l'exercice	5.4.2	Répartition du capital	199
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	200
	5.4.4	Action spécifique	200
Succursales existantes	NA	NA	
Prises de participation significatives dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	6.2	Comptes consolidés – Note 5 (Principales variations de périmètre)	250
Aliénations de participations croisées	NA	NA	
Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
Activités en matière de recherche et de développement	1.3	Recherche, technologies, et innovation	13
	6.2	Comptes consolidés – Note 15.2 (Information sur les frais de recherche et développement)	285
Tableau faisant apparaître les résultats de la Société au cours de chacun des cinq derniers exercices	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices	392
Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	6.1.1.5	Comptes sociaux	221

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Montant des prêts interentreprises consentis et déclaration des Commissaires aux comptes	NA	NA	NA
2. Contrôle interne et gestion des risques			
Description des principaux risques et incertitudes auxquels la Société est confrontée	2.2	Facteurs de risques	41
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	82
	3.3.2	Principaux risques sociétaux	83
	3.3.3	Principaux risques sociaux	85
Indications sur les risques financiers liés aux effets du changement climatique et la présentation des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas-carbone dans toutes les composantes de son activité	2.2.2	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux	47
	3.3	Analyse des principaux enjeux et risques RSE	77
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	82
	3.5.4.1	Le changement climatique	107
Principales caractéristiques des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place, par la Société et par le Groupe, relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	2.1	Processus de gestion des risques	39
	2.3.3	Le contrôle interne propre à l'information financière	67
Indications sur les objectifs et la politique concernant la couverture de chaque catégorie principale de transactions et sur l'exposition aux risques de prix, de crédit, de liquidité et de trésorerie, ce qui inclut l'utilisation des instruments financiers	2	Facteurs de risque et contrôle	37
	6.2	Comptes consolidés – Note 17 (Instruments financiers)	289
		Note 18 (Risques liés aux instruments financiers)	302
Dispositif anti-corruption	3.8	Éthique et *compliance*	116
Plan de vigilance et compte rendu de sa mise en œuvre effective	3.9	Plan de vigilance	119
3. Rapport sur le gouvernement d'entreprise			
Informations sur les rémunérations			
Politique de rémunération des mandataires sociaux	4.4.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	161
	4.4.1.10	Politique de rémunération des mandataires sociaux	169
Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice ou attribués au titre de l'exercice à chaque mandataire social	4.4.1.6	Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social	163
	4.4.1.7	Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social	163
Proportion relative de la rémunération fixe et variable	4.4.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	161
Utilisation de la possibilité de demander la restitution d'une rémunération variable	NA	NA	NA
Engagements de toute nature pris par la Société au bénéfice de ses mandataires sociaux, correspondant à des éléments de rémunération, des indemnités ou des avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la prise, de la cessation ou du changement de leurs fonctions ou postérieurement à l'exercice de celles-ci	4.4.1.5	Contrat de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence	163
Rémunération versée ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce	NA	NA	NA
Ratios entre le niveau de rémunération de chaque dirigeant mandataire social et les rémunérations moyenne et médiane des salariés de la Société	4.4.1.9	Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations	167
Évolution annuelle de la rémunération, des performances de la Société, de la rémunération moyenne des salariés de la Société et des ratios susvisés au cours des cinq exercices les plus récents	4.4.1.9	Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations	167
Explication de la manière dont la rémunération totale respecte la politique de rémunération adoptée, y compris dont elle contribue aux performances à long terme de la Société et de la manière dont les critères de performance ont été appliqués	4.4.1.10	Politique de rémunération des mandataires sociaux	169

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Manière dont a été pris en compte le vote de la dernière Assemblée Générale Ordinaire prévu au I de l'article L. 22-10-34 du Code de commerce	4.4	Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction	161
	4.4.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	161
Écart par rapport à la procédure de mise en œuvre de la politique de rémunération et toute dérogation	NA	NA	NA
Application des dispositions du second alinéa de l'article L. 225-45 du Code de commerce (suspension du versement de la rémunération des Administrateurs encas de non-respect de la mixité du Conseil d'Administration)	NA	NA	NA
Attribution et conservation des options par les mandataires sociaux	NA	NA	NA
Attribution et conservation d'actions gratuites aux dirigeants mandataires sociaux	4.4.1.3	Rémunération incitative à long terme (Unités de Performance)	162
	4.4.3	Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance	173
Informations sur la gouvernance			
Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	4.1.1.1	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	131
	4.1.1.6	Situation de cumul des mandats des Administrateurs	149
Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	4.5.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	178
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	178
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	183
Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée Générale en matière d'augmentations de capital	4.5.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	179
Modalités d'exercice de la direction générale	4.3	Direction Générale	160
Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	130
	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	150
Application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil	4.1.1.7	Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration	149
Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	4	Gouvernance	129
	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	150
Référence à un code de gouvernement d'entreprise et application du principe "*comply or explain*"	4.6	Code de gouvernement d'entreprise	182
Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée Générale	4.2.2	Assemblée Générale du 21 avril 2022 – Composition du Conseil d'Administration	159
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	181
Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	4.5.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	178
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	178
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	183
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange	4.5.6	Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE	182

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
4. Actionnariat et capital			
Structure, évolution du capital de la Société et franchissement des seuils	5.4.2 5.4.3 5.4.4	Répartition du capital Franchissement de seuils légaux Action spécifique	199 200 200
Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	5.1.4 6.2	Rachat d'actions Comptes consolidés – Note 19 (Éléments sur capitaux propres)	187 317
État de la participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice (proportion du capital représentée)	5.4.2 3.4.5	Répartition du capital Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié	199 98
Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	NA	NA	NA
Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	4.4.6	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2021	177
Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	201
5. Déclaration de performance extra-financière (DPEF)			
Modèle d'affaires	3.2	Modèle d'affaires	75
Description des principaux risques liés à l'activité de la Société ou du Groupe, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par les relations d'affaires, les produits ou les services	3.3	Analyse des principaux enjeux et risques RSE	77
Informations sur les effets de l'activité quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale, et la manière dont la Société ou le Groupe prend en compte les conséquences sociales et environnementales de son activité (description des politiques appliquées et procédures de diligence raisonnable mises en oeuvres pour prévenir, identifier et atténuer les principaux risques liés à l'activité de la Société ou du Groupe)	3.3	Analyse des principaux enjeux et risques RSE	77
Résultats des politiques appliquées par la Société ou le Groupe, incluant des indicateurs clés de performance	3.1 3.1.2 3.1.5 3.3.1 3.3.2 3.3.3	Responsabilité Sociétale d'Entreprise Objectifs RSE 2030 Taxonomie européenne Principaux risques environnementaux Principaux risques sociétaux Principaux risques sociaux	70 70 72 82 83 85
Informations sociales (emploi, organisation du travail, santé et sécurité, relations sociales, formation, égalité de traitement)	3.4.2 3.4.3 3.4.4 3.4.5 3.4.6	Le développement des Talents Recrutement et fidélisation Diversité et inclusion Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié Dialogue social	90 93 95 98 99
Informations environnementales (politique générale en matière environnementale, pollution, économie circulaire, changement climatique)	2.2.2 2.2.5 3.5	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux Risques industriels Informations environnementales	47 54 104
Informations sociétales (engagements sociétaux en faveur du développement durable, sous-traitance et fournisseurs, loyauté des pratiques)	3.5.4.6 3.6 3.7	Les déchets Informations sociétales Achats, sous-traitance et fournisseurs	110 113 115
Informations relatives à la lutte contre la corruption	3.8	Éthique et *compliance*	116
Informations relatives aux actions en faveur des droits de l'homme	3.9.1	Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement	119

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Informations spécifiques : • politique de prévention du risque d'accident technologique menée par la Société ; • capacité de la Société à couvrir sa responsabilité civile vis-à-vis des biens et des personnes du fait de l'exploitation de telles installations ; • moyens prévus par la Société pour assurer la gestion de l'indemnisation des victimes en cas d'accident technologique engageant sa responsabilité.	2.2.5 3.3.1	Risques industriels Principaux risques environnementaux	54 82
Accords collectifs conclus dans l'entreprise et leurs impacts sur la performance économique de l'entreprise ainsi que sur les conditions de travail des salariés	3.4.8	Politique de santé-sécurité	100
Attestation de l'organisme tiers indépendant sur les informations présentes dans la DPEF	3.10	Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière	123
6. Autres informations			
Informations fiscales complémentaires	6.2	Comptes consolidés – Note 12 (Impôts)	273
Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	6.2 7.3	Comptes consolidés – Note 26 (Contentieux et enquêtes) Litiges et arbitrages	336 402

Conception et réalisation : côtécorp.

Crédits photos : ENGIE Camille MOIRENC, Jean François DEROUBAIX - Michaël BLANN - Musketeer - Westend61 - Malorny - Wendi Duan - Anucha Sirivisansuwan - Hoxton/Ryan Lees - Reinhard Krull/EyeEm



Société anonyme au capital de 2 435 285 011 euros
Siège social : 1 place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie – France
Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00
SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
TVA FR 13 542 107 651



engie.com

Certifié conforme,
le Secrétaire du Conseil d'Administration

François-Régis Mouret

DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2021

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL



1 E 5

1.1 Histoire et organisation RFA 8
1.2 Stratégie et objectifs RFA 12
1.3 Recherche, technologies, et innovation 13
1.4 Performance financière RFA 14
1.5 Performance RSE RFA 18
1.6 Présentation des activités du Groupe 20
1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 35

2 3 E E E

2.1 Processus de gestion des risques RFA 39
2.2 Facteurs de risque RFA 41
2.3 Procédures de contrôle interne RFA 66

3 o E E E E E r RFA

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 70
3.2 Modèle d'affaires 75
3.3 Analyse des principaux enjeux et risques RSE 77
3.4 Informations sociales 88
3.5 Informations environnementales 104
3.6 Informations sociétales 113
3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 115
3.8 Éthique et compliance 116
3.9 Plan de vigilance 119
3.10 Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière 123
3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 126

4 5

4.1 Organes d'administration RFA 130
4.2 Dialogue actionnarial RFA 159
4.3 Direction Générale RFA 160
4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction RFA 161
4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 178
4.6 Code de gouvernement d'entreprise 182
4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 183

5 - E E E E

5.1 Informations sur le capital RFA 186
5.2 Titres non représentatifs du capital RFA 188
5.3 Obligations vertes 189
5.4 Actionnariat RFA 199
5.5 Calendrier des communications financières 201

6 - E

6.1 Examen de la situation financière RFA 204
6.2 Comptes consolidés RFA 223
6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés RFA 341
6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2021 RFA 347
6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels RFA 393

7 - E

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 400
7.2 Contrats importants 401
7.3 Litiges et arbitrages RFA 402
7.4 Documents accessibles au public 402
7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel RFA 402
7.6 Table de conversion 403
7.7 Unités de mesure 403
7.8 Sigles et acronymes 404
7.9 Glossaire 405
7.10 Index thématique 408
7.11 Table de concordance 410

RFA Les éléments du Rapport financier Annuel sont identifiés dans le sommaire à l'aide du pictogramme

0 E E

2021

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL



AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

Le présent Document d'enregistrement universel a été déposé le 9 mars 2022 sous le numéro D22-0079 auprès de l'AMF, en sa qualité d'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement. Le Document d'enregistrement universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de titres financiers ou de l'admission de titres financiers à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note d'opération et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au Document d'enregistrement universel. L'ensemble alors formé est approuvé par l'AMF conformément au règlement (UE) 2017/1129.

Le rapport financier annuel est une reproduction de la version officielle du rapport financier annuel qui a été établie au format ESEF (*European Single Electronic Format*) et est disponible sur le site www.engie.com.

MESSAGE DU PRÉSIDENT & DE LA DIRECTRICE GÉNÉRALE

Accélérer la transition énergétique est au cœur de la stratégie d'ENGIE. En 2021, le Groupe a réaffirm sa stratégie industrielle et s'est engagé dans la transformation de son organisation. Les fondations sont posées pour une croissance durable à long-terme, alignée avec sa raison d'être. Tout est en place pour que 2022 soit une année de croissance, à l'offensive.

2021 a été marquée par une mobilisation renouvelée en faveur du climat, mais aussi par de fortes tensions sur les marchés de l'énergie. Quel bilan ENGIE en dresse-t-il ? Comment ces tendances se re ètent-elles dans la stratégie du Groupe ENGIE ?

Jean-Pierre Clamadieu – 2021 marque en effet un tournant. Les lignes bougent, avec des initiatives politiques qu'il faut saluer. Aux États-Unis, le Président Biden a pris, dès son investiture, l'initiative de réintégrer l'Accord de Paris. Lors de la COP26, pour la première fois les États ont ouvert la voie à une sortie progressive des énergies fossiles. Le cadre mis en place à Paris en 2015 est désormais complété et fonctionnel. La mobilisation des acteurs économiques, autour de coalitions volontaires, est un remarquable accélérateur.

En Europe aussi, la mobilisation est là. Le Conseil européen s'est donné pour ambition la neutralité carbone en 2050 et un objectif de réduction de 55 % des émissions en 2030 par rapport à la situation de 1990. Et la Commission européenne a produit un ensemble de propositions législatives « *Fit for 55* » destiné à assurer la réalisation de ces objectifs. C'est une transformation majeure de notre économie qui est engagée et ENGIE est déterminé à en être un acteur important.

Les orientations stratégiques arrêtées par le Conseil en juillet 2020 s'appuyant sur la raison d'être du Groupe inscrite dans nos statuts à l'Assemblée Générale de 2020 ont conduit à xer des priorités claires et à y affecter des ressources importantes. L'année 2021 a vu le Groupe, sous l'autorité de Catherine et de son équipe, réaliser des avancées majeures dans la mise en œuvre de ces orientations et nous abordons 2022 avec beaucoup d'enthousiasme et la volonté de poursuivre notre transformation.

Catherine MacGregor – Le Groupe s'est donné comme objectif d'être « Net Zéro Carbone » sur ses trois scopes d'ici 2045 en suivant une trajectoire « well below 2°C ». Toutes nos équipes sont mobilisées autour de cet objectif, avec enthousiasme, et ce, malgré une situation sanitaire qui reste diffi ile. Je veux ici, à nouveau, les en remercier.

Dans ce contexte de forte reprise et de tension offre-demande, nous avons assisté à une hausse historique des prix de l'énergie. Cette ambée des prix et son impact sur les consommateurs et nos industries nous rappellent combien le coût de la transition énergétique sera un facteur essentiel de sa réussite. Nous devons collectivement faire preuve de pragmatisme, en capitalisant le plus possible sur les infrastructures existantes tout en faisant dès maintenant des choix forts, pour permettre l'émergence de solutions décarbonées. Au-delà des renouvelables qui sont un véritable atout pour la France et qui méritent d'être développés dans les meilleures conditions avec les territoires, je pense notamment aux gaz renouvelables, qui pourront s'appuyer sur nos infrastructures gazières pour leur transport, stockage et distribution, au sein d'un mix énergétique équilibré et bas carbone.

2021 a donc été une bonne année pour ENGIE ?

Catherine MacGregor : Oui, une année de transformation et d'af rmation. En accord avec le Conseil d'Administration, nous avons recentré nos activités autour de nos quatre cœurs de métiers : les renouvelables bien sûr, les solutions énergétiques, les infrastructures et la production thermique couplée à la fourniture d'énergie. Nous avons réaf rmé l'approche industrielle du Groupe, et la priorité que nous accordons à l'excellence opérationnelle. ENGIE a ainsi réalisé en 2021 une croissance solide avec, notamment la mise en service de 3 GW supplémentaires d'actifs renouvelables et d'importants contrats remportés dans les solutions énergétiques, comme celui avec l'université de Georgetown aux États-Unis. Nous avons en n conclu plusieurs partenariats stratégiques dans le domaine des gaz renouvelables, avec CMA-CGM pour décarboner le transport maritime, ou avec Masdar aux Émirats arabes unis pour développer l'hydrogène renouvelable.

La cession d'EQUANS, nalisée par ailleurs dans de bonnes conditions, offrira aux équipes de formidables opportunités de développement.

Je déplore néanmoins nos mauvais résultats en matière de santé sécurité. Nous sommes pleinement mobilisés et renforçons notre action, partout où nous intervenons – aussi bien avec nos équipes qu'avec nos contractants.

Comment ENGIE aborde-t-il 2022 ?

Jean-Pierre Clamadieu : 2022 est une année charnière car elle verra poser le cadre réglementaire européen ouvrant la voie à une transition résiliente et abordable. Les choix qui se dessinent sont cohérents avec les priorités stratégiques dé nies par le Conseil d'Administration, qui visent à positionner le Groupe comme l'un des leaders de la transition énergétique. Nous nous renforçons dans la production d'électricité renouvelable mais aussi de chaleur et de gaz décarbonés. Je suis pour ma part convaincu du rôle essentiel que l'hydrogène vert peut jouer pour permettre cette transition énergétique ef cace et abordable en Europe et nous disposons de toutes les compétences nécessaires pour contribuer à faire émerger cette lière industrielle. Nous poursuivrons également notre croissance dans les solutions énergétiques en accompagnant la décarbonation de nos clients. Recentré sur nos grands métiers, et ayant dégagé des moyens nanciers conséquents, nous mobilisons toutes nos ressources pour atteindre les objectifs de croissance ambitieux que nous avons présentés en mai dernier.

Catherine MacGregor : En 2022, ENGIE est à l'offensive avec des priorités claires, au premier rang desquelles la santé-sécurité. Le Groupe a par ailleurs con rmé des investissements de croissance dans les renouvelables et les infrastructures de l'ordre de 15 à 16 milliards d'euros entre 2021 et 2023. Nous visons ainsi de mettre en service 4 GW de capacités



Catherine MacGregor
Directrice Générale

Jean-Pierre Clamadieu
Président du Conseil d'Administration

renouvelables additionnelles cette année. En 2022 comme en 2021, le modèle intégré d'ENGIE nous positionne pour atteindre nos ambitions de croissance. Grâce à une forte expertise en *energy management*, il permet de combiner production d'énergie renouvelable avec production d'énergie exible et activités de fourniture d'énergie et de solutions énergétiques. Accroître notre excellence opérationnelle constitue dans ce contexte un enjeu majeur. Nous pouvons compter pour cela sur des atouts solides : une approche industrielle couplée à un fort ancrage local ainsi qu'une capacité d'écoute et de co-construction avec l'ensemble de nos parties prenantes.

A l'heure où le monde connait une crise historique avec la guerre menée en Ukraine par la Russie, comment réagit le Groupe?

Jean-Pierre Clamadieu : ENGIE a vivement condamné l'invasion de l'Ukraine et nous nous sommes bien sûr engagés à nous conformer en tout point aux sanctions applicables. Nous avons exprimé notre solidarité envers les populations affectées et nos collaborateurs touchés par ces événements. Nos équipes sont mobilisées et agissent sur le terrain avec l'appui de la Fondation ENGIE. Le Groupe est solide et nous pouvons aborder cette nouvelle crise avec con ance et dans un esprit de solidarité.

Catherine MacGregor : En tant qu'acteur mondial, nous assumons nos responsabilités. ENGIE mobilise toutes ses ressources pour assurer la sécurité de ses collaborateurs touchés par le con it ainsi que la sécurité des approvisionnements de ses clients. En 2021, la part des ventes et consommations mondiales en gaz du Groupe en provenance de Russie était de l'ordre de 20%. Nous travaillons à la diversifi ation de notre portefeuille en nous appuyant sur des contrats d'approvisionnements en provenance d'autres pays comme la Norvège, l'Algérie ou les États-Unis auprès de qui nous avons récemment accrus nos importations.

Dans cet environnement très compétitif, comment continuez-vous à attirer les talents ?

Catherine MacGregor : Les talents, et les jeunes en premier lieu, sont en quête de sens et d'impact, une tendance amorcée il y a déjà quelques années, mais qui s'est accentuée avec la crise sanitaire . Ils souhaitent apporter leur contribution aux grands dé s environnementaux et sociétaux auxquels nous sommes confrontés. ENGIE est à ce titre une entreprise qui offre une opportunité unique, celle de relever collectivement le défi de la transition énergétique. Ces deux dernières années nous ont également montré différentes manières de travailler dont nous intégrons les aspects positifs, comme le fait d'apporter plus de exibilité à nos collaborateurs. Nous devons donner toute leur place aux femmes dans le management, et accroître la diversité de genre, de nationalité ou de parcours, à tous les niveaux de l'entreprise. Notre premier capital est humain : ce sont les femmes et les hommes qui y travaillent qui font ENGIE… et son succès !

Jean-Pierre Clamadieu : Nos équipes ont démontré un engagement et une mobilisation exemplaires dans le contexte éprouvant de la pandémie et alors que nous engagions une transformation très ambitieuse. Je souhaite les en remercier très chaleureusement. Un point d'attention est bien sûr la nécessité de renforcer la culture du Groupe en matière de santé-sécurité. C'est un sujet auquel le Conseil est très attentif. Au-delà je suis convaincu que nous offrons à nos équipes et à tous ceux qui souhaitent nous rejoindre l'opportunité de participer à l'aventure de la transition énergétique et climatique qui constitue le défi essentiel des prochaines décennies pour préserver notre planète.

ENGIE est un leader mondial de la transition énergétique

Notre raison d'être

Accélérer la transition vers une économie neutre en carbone

Inscrite dans les statuts du Groupe, "la raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires, et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée".

Résultats financiers 2021

57,9 Mds€
de chiffre d'affaires

6,1 Mds€
d'EBIT

2,9 Mds€
de Résultat Net Récurrent part du Groupe des activités poursuivies

4,3 Mds€
de CAPEX de croissance

Notation
"strong investment grade"

Ratio dette économique nette / EBITDA
3,6x

Proposition d'un dividende 2021 de
0,85€
par action

Objectifs RSE 2030

43 Mt
d'émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie

50 %
de femmes managers dans le Groupe

58 %[1]
de capacités de production d'électricité renouvelable

ENGIE en chiffres (2)

101 504
salariés
(+ **69 970** EQUANS)

34 GW
de capacité installée de production électrique renouvelable
(+ 3 GW en 2021)

23 GW
de capacité installée d'infrastructures énergétiques urbaines et décentralisées (3)

+ 300 000 km
de réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité

60 GW
de capacité installée de production électrique thermique

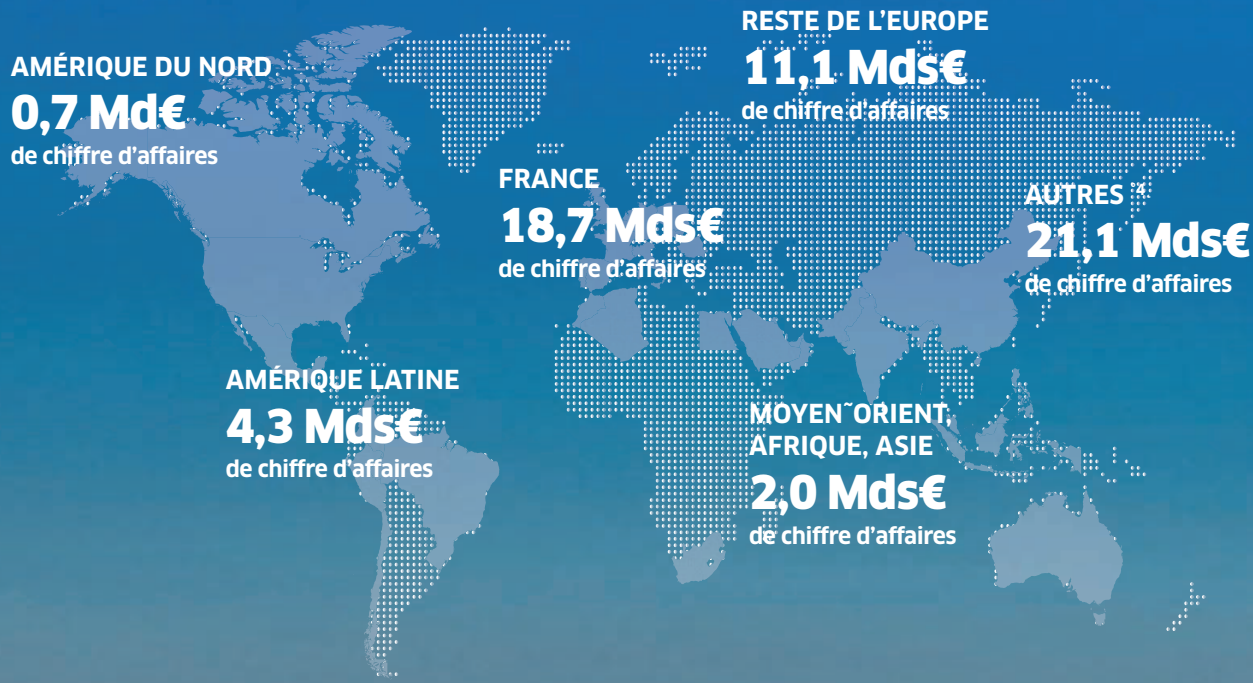
22,3 M
de contrats de fourniture d'énergie B2C

6,2 GW
de capacité installée de production électrique d'origine nucléaire

14,3 Mds€
d'obligations vertes émises depuis 2014

Nos métiers :

- **RENOUVELABLES**
- **INFRASTRUCTURES**
- ***ENERGY SOLUTIONS***
- **PRODUCTION THERMIQUE**
- **FOURNITURE D'ÉNERGIE**
- **NUCLÉAIRE**
- ***GLOBAL ENERGY MANAGEMENT SALES***
- **AUTRES**



1 - Comptabilisation à 100 % des capacités
2 - Au 31 décembre 2021
3 - À 100 %
4 - Englobant GEMS, Tractebel, GTT, Hydrogène et les activités de *holding* et Corporate

Rapport financier annuel, rapport de gestion et rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

Le présent Document d'enregistrement universel intègre :

- tous les éléments du rapport financier annuel mentionné au I de l'article L.451-1-2 du Code monétaire et financier ainsi qu'à l'article 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers (AMF) ;
- toutes les mentions obligatoires du rapport de gestion du Conseil d'Administration à l'Assemblée Générale Annuelle du 21 avril 2022 prévu à l'article L. 225-100 du Code de commerce et
- tous les éléments du rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise prévu à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

En Section 7.11 du présent Document d'enregistrement universel figure une table de concordance entre les documents mentionnés par ces textes et les rubriques correspondantes du présent document.

Incorporation par référence

En application de l'article 19 du règlement (UE) n° 2017/1129 du 14 juin 2017, le présent Document d'enregistrement universel incorpore par référence les informations suivantes auxquelles le lecteur est invité à se reporter :

- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2020 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 197 à 220, et 221 à 333 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 17 mars 2021 sous le numéro D. 21-0142 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2019 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 196 à 216 et 217 à 345 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 18 mars 2020 sous le numéro D. 20-0141.

Les informations incluses dans ces documents, autres que celles visées ci-dessus, sont, le cas échéant, remplacées ou mises à jour par les informations incluses dans le présent Document d'enregistrement universel. Ces Documents sont accessibles dans les conditions décrites à la Section 7.4 "Documents accessibles au public" du présent Document d'enregistrement universel.

Indications prospectives et données de marché

Le présent Document d'enregistrement universel contient des indications prospectives, notamment à la Section 1.1 "Histoire et organisation", à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe" et à la Section 6.1.1.1.2 "Perspectives et Guidance 2022-2024". Ces indications ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme une garantie que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints, ceux-ci étant par nature soumis à des aléas et des facteurs externes, tels que ceux présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle".

Sauf indication contraire, les données de marché figurant dans le présent Document d'enregistrement universel sont issues des estimations internes d'ENGIE sur la base des données publiquement disponibles.

Note

Dans le présent Document d'enregistrement universel, les termes "ENGIE" ou la "Société" ou "l'Émetteur" ou "l'Entreprise" désignent la société anonyme ENGIE. Le terme "Groupe" désigne ENGIE et ses filiales.

Une table de conversation, une liste des unités de mesure, des sigles et acronymes, un glossaire des termes techniques les plus utilisés, ainsi qu'un index thématique figurent aux Sections 7.6, 7.7, 7.8, 7.9 et 7.10 du présent Document d'enregistrement universel.

Des exemplaires du présent Document d'enregistrement universel sont disponibles sans frais sur le site internet de la Société (www.engie.com), sur le site internet de l'Autorité des marchés financiers (www.amf-france.org) ainsi qu'auprès d'ENGIE, 1 place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie (France).

1

E

5

1.1 Histoire et organisation 8

1.1.1 Présentation 8
1.1.2 Histoire et évolution de la société 8
1.1.3 Organisation du Groupe 9

1.2 Stratégie et objectifs 12

1.2.1 Des priorités et une feuille de route clarifiées 12
1.2.2 Un engagement effectif pour la transition énergétique 12
1.2.3 Les objectifs stratégiques déclinés par métier 12
1.2.4 Performance interne 13

1.3 Recherche, technologies, et innovation 13

1.4 Performance financière 14

1.4.1 Faits marquants 2021 14
1.4.2 Objectifs financiers pour la période 2022-2024 15
1.4.3 Chiffres clés financiers 2021 17

1.5 Performance RSE 18

1.5.1 Politique RSE 18
1.5.2 Atteinte des objectifs RSE à horizon 2030 19
1.5.3 Notations RSE 20

1.6 Présentation des activités du Groupe 20

1.6.1 GBU Renouvelables 20
1.6.2 GBU Infrastructures 22
1.6.3 GBU *Energy Solutions* 26
1.6.4 GBU Production Thermique & Fourniture d'Énergie 29
1.6.5 Nucléaire 32
1.6.6 Autres - dont *Global Energy Management & Sales* (GEMS) 33
1.6.7 Activités non poursuivies - EQUANS 34

1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 35

1.1 Histoire et organisation

1.1.1 Présentation

"La raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée".

ENGIE est un *leader* européen et mondial (1) dans les domaines de la production d'électricité bas carbone, des infrastructures énergétiques centralisées et décentralisées, et des services associés :

- **production d'énergie renouvelable** : ENGIE est le 2e opérateur hydraulique et le 1er dans l'éolien et le solaire réunis en France et 2e développeur en Europe. Il est l'un des *leaders* mondiaux (2) des contrats long-terme pour les entreprises (*corporate PPAs*) avec plus de 2,1 GW signés en 2021, le 1er producteur indépendant d'hydroélectricité au Brésil et un acteur pionnier dans l'éolien en mer flottant ;
- **infrastructures énergétiques centralisées :** le Groupe est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe, notamment par l'intermédiaire de filiales indépendantes, avec un portefeuille comprenant réseaux de transport, réseaux de distribution, stockage et terminaux GNL. Il est également un acteur important en Amérique latine, notamment au Mexique, au Brésil et au Chili, opérant des réseaux de transport de gaz et d'électricité ;
- **infrastructures énergétiques décentralisées et services à l'énergie :** ENGIE est l'opérateur de référence dans le domaine des réseaux de chaleur et de froid : le 1er opérateur mondial de réseaux de froid et 3e opérateur privé de réseaux de chaleur (en TWh). Le Groupe est un *leader* dans les services d'efficacité énergétique (contrats de performance énergétique notamment). Il a une position de *leadership* sur les nouveaux segments de l'énergie distribuée bas-carbone (utilités sur site, dont la fourniture de vapeur, de chaleur, d'air comprimé, d'hydrogène, etc.), dans le solaire photovoltaïque décentralisé pour les clients industriels et commerciaux, ainsi que dans les solutions de mobilité bas carbone (électrique, biogaz, hydrogène renouvelable) et les micro-réseaux ;
- **production d'électricité bas carbone et fourniture de gaz et électricité** : le Groupe compte parmi les principaux acteurs en Europe en matière de production électrique et est l'acteur de référence du nucléaire en Belgique. Dans le monde, ENGIE fournit du gaz et de l'électricité, avec plus de 22 millions de contrats, à des clients finaux dont près de la moitié se situe hors de France. En Europe, ENGIE est parmi les premiers vendeurs et importateurs de gaz. En France, ENGIE est le *leader* historique de la commercialisation de gaz et le deuxième producteur et fournisseur d'électricité. En Belgique, ENGIE est, par le biais de sa filiale Electrabel, le premier producteur et fournisseur d'électricité et est fournisseur de gaz naturel.

Le Groupe s'appuie sur ses expertises clés (production d'électricité renouvelable et bas carbone, infrastructures centralisées et décentralisées, solutions clients, production thermique et fourniture d'énergie, gestion de l'énergie) pour proposer à ses clients des solutions compétitives, à haute valeur ajoutée, qui leur permettent d'atteindre leurs objectifs de neutralité carbone. Grâce à ces compétences, il peut agir sur différents aspects, pour décarboner l'appareil de production d'énergie, mettre en place des infrastructures urbaines performantes, et proposer des services d'efficacité énergétique et de décarbonation associés.

EQUANS, entité opérationnelle en charge des services multi-techniques, a été créée au sein du Groupe le 1er juillet 2021 suite à la revue stratégique des actifs engagée en 2020. En novembre 2021, ENGIE est entré en négociation exclusive avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. La cession est attendue au second semestre 2022, après consultation des instances représentatives du personnel et l'autorisation des autorités compétentes. Dans la description qui suit, les activités qui seront cédées avec EQUANS sont isolées.

Le site internet du Groupe est : www.engie.com. Toutes les informations disponibles sur ce site ne font pas partie du présent Document d'enregistrement universel.

1.1.2 Histoire et évolution de la Société

La Société résulte de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France par décisions des Assemblées Générales Mixtes des actionnaires de Gaz de France et de SUEZ en date du 16 juillet 2008, laquelle fusion a pris effet le 22 juillet 2008.

Gaz de France a été créé en 1946 initialement sous la forme d'un EPIC (Établissement public à caractère industriel et commercial). La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité, du gaz et aux entreprises électriques et gazières, portant modification de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, l'a transformé en société anonyme pour une durée de 99 ans.

Le 7 juillet 2005, le capital de Gaz de France a été ouvert par voie d'introduction en bourse. La première cotation de l'action de la Société, a eu lieu le 7 juillet 2005.

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004, telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie et le décret n° 2007-1784 du 19 décembre 2007 ont autorisé le transfert de la Société du secteur public au secteur privé. Le 22 juillet 2008, Gaz de France a absorbé SUEZ par voie de fusion-absorption, ce qui a entraîné le transfert au secteur privé de la majorité du capital de la Société. La nouvelle Société a adopté la raison sociale GDF SUEZ.

SUEZ résultait de la fusion de la Compagnie de SUEZ et de la Lyonnaise des Eaux intervenue en 1997. SUEZ était devenu un groupe industriel et de services international et avait pour mission de répondre aux besoins essentiels dans l'électricité, le gaz, les services à l'énergie et à l'industrie, l'eau et la propreté.

Le contexte de dérégulation des marchés européens de l'énergie au début des années 1990 a favorisé le développement à l'international des deux sociétés Gaz de France et SUEZ, qui ont progressivement étendu leurs activités hors de leurs marchés historiques respectifs, tant en Europe qu'au grand international.

(1) Positions concurrentielles établies sur la base d'un travail d'expertise interne du Groupe, réalisé à partir des informations disponibles publiées par les acteurs ou par des organismes externes d'analyse (Bloomberg et Global Data). Elles sont établies au périmètre du Groupe au 31/12/2021

(2) Classé numéro 2 mondial en termes de volumes vendus en corporate PPA en 2021 selon le rapport Bloomberg "Energy Market Outlook" du 1er semestre 2022

GDF SUEZ a conclu le 3 février 2011 une opération de rapprochement avec International Power. En 2012, elle a confirmé sa stratégie d'acteur mondial de l'énergie en finalisant le 29 juin l'acquisition des titres détenus par les actionnaires minoritaires d'International Power.

Le 29 juillet 2015, l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires a approuvé le changement de dénomination sociale de la Société et a adopté comme nouvelle dénomination sociale "ENGIE".

Le pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company est arrivé à échéance le 22 juillet 2013 et n'a pas été renouvelé. Le contrat de coopération et de fonctions partagées et l'accord de financement entre la Société et SUEZ Environnement Company ont également pris fin. La Société est passée d'une consolidation globale à une mise en équivalence des activités de SUEZ Environnement Company dans ses comptes.

Les deux sociétés ont signé début mars 2016 un contrat prévoyant l'apport par ENGIE à SUEZ de l'intégralité du capital de la société SUEZ IP, qui est propriétaire d'un ensemble de droits de propriété intellectuelle lié notamment à la marque SUEZ. Le 5 octobre 2020, ENGIE a cédé à Veolia la majeure partie de sa participation dans SUEZ, soit 29,9% du capital.

Le 14 mai 2020, L'Assemblée Générale a approuvé l'introduction dans les statuts de la raison d'être de la Société : "*La raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée*".

Suite à la revue stratégique des actifs, conduite pendant l'année 2020, EQUANS, entité opérationnelle en charge des services multi-techniques, a été créée le 1er juillet 2021. En novembre 2021, ENGIE est entré en négociation exclusive avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. La cession est attendue au second semestre 2022, après consultation des instances représentatives du personnel et l'autorisation des autorités compétentes.

1.1.3 Organisation du Groupe

À fin 2021, ENGIE est constitué de quatre *Global Business Units* (GBU), de deux entités opérationnelles métier, ainsi que d'un ensemble de fonctions support et opérationnelles mutualisées à la maille régionale et Groupe (voir Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe"). Un dernier ensemble regroupe les activités holding et Corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe et l'activité d'Entreprises et Collectivités d'ENGIE SA. A cela s'ajoute EQUANS, activité non stratégique faisant l'objet d'un processus de cession.

L'année 2021 a été marquée par une réorganisation du Groupe, dont l'objectif est de soutenir son ambition stratégique et sa performance, en s'appuyant sur ses métiers clés. Le nouveau Comité Exécutif (Comex) a été annoncé le 14 janvier 2021 et mis en place le 1er février 2021, suivi par la mise en place des *Global Business Units*, la réorganisation du grand international au 1er juillet 2021 et la mise en place de l'organisation de la maille européenne au 1er février 2022. ENGIE s'appuie maintenant sur un modèle organisationnel plus simple à piloter, orienté sur la performance et l'industrialisation.

Le Groupe s'organise ainsi autour des composantes suivantes :

- **les quatre métiers clés du Groupe sont organisés en *Global Business Units***, responsables de leurs résultats à l'échelle mondiale et de la mise en œuvre de la stratégie dans leur segment d'activités : GBU Renouvelables, GBU *Energy Solutions*, GBU Infrastructures et GBU Production Thermique et Fourniture d'Énergie. Les activités liées au nucléaire et à la gestion de l'énergie sont organisées en entités opérationnelles dédiées (respectivement Nucléaire et *Gobal Energy Management & Sales* distinctes des GBU) ;
- **les départements fonctionnels du Groupe définissent, en appui à la Direction Générale,** un cadre stratégique en coordination avec les GBU. Ils pilotent la performance financière et extra-financière, conçoivent et déploient les politiques Groupe. Les départements fonctionnels sont organisés en quatre pôles de fonctions ;
- **les fonctions support sont organisées dans les géographies, à la maille régionale (les *Hubs* régionaux) et dans les pays.** Elles ont un rôle clé en termes de soutien à l'activité des GBU et de développement des synergies. L'ensemble des *hubs* régionaux est piloté au niveau Groupe par une entité dédiée Transformation & Géographies.

L'organisation fonctionne selon un principe matriciel entre les entités métiers et les départements fonctionnels, décliné aux différentes mailles géographiques.

1.1.3.1 Description des B B Bet des entités opérationnelles métiers

Les quatre GBU sont responsables de leurs résultats dans leur segment d'activité, à l'échelle du Groupe.

À ce titre, elles ont en charge, dans leur périmètre respectif et dans le cadre fixé par la Direction Générale(1).

- la définition de la stratégie de développement, les décisions et les arbitrages liés aux investissements ;
- la gestion des actifs industriels, l'excellence opérationnelle, la sûreté et la sécurité ;
- les processus de performance, les ressources, les compétences, ainsi que le déploiement des outils numériques.

Les activités opérationnelles dans les pays sont rattachées aux GBU correspondantes.

Les positionnements des différentes GBU sont les suivants :

- la GBU Renouvelables développe et exploite des capacités de production d'électricité à partir d'énergie solaire, éolienne terrestre et en mer, et hydroélectrique ;
- la GBU Infrastructures achemine l'énergie notamment au travers de filiales indépendantes. Pour cela elle développe et exploite des réseaux de transport et distribution de gaz, ainsi que de transport d'électricité. Elle est aussi en charge de la production de biométhane ;
- la GBU *Energy Solutions* développe des infrastructures décentralisées bas carbone (réseaux de chauffage et de refroidissement, approvisionnement en énergie décentralisée et peu carbonée, mobilité, etc.), et des services associés d'efficacité énergétique ;

(1) Dans les limites des dispositions du Code de l'énergie et des contraintes de régulation applicables à des entités relevant de la GBU Infrastructures

- la GBU Production Thermique et Fourniture d'Énergie produit et vend de l'énergie. Elle produit l'électricité à partir de centrales thermiques et fournit du gaz et de l'électricité aux particuliers. Elle développe également des capacités de production d'hydrogène.

Les entités opérationnelles métier Nucléaire et GEMS ont des responsabilités similaires aux GBU dans leurs segments d'activités respectifs. Leurs positionnements sont les suivants :

- l'entité opérationnelle métier Nucléaire est dédiée à l'exploitation des unités de production nucléaires en Belgique ainsi que des droits détenus dans des centrales françaises ;
- l'entité opérationnelle métier GEMS est en charge au niveau mondial de l'approvisionnement en énergie ainsi que de la gestion des risques et de l'optimisation des actifs sur les marchés. Elle vend de l'énergie aux entreprises, et propose des services et solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients.

Chaque GBU et entité opérationnelle métier est représentée au Comex par un Directeur Général Adjoint, qui en assure la supervision. Elles ont ainsi en charge, sous une autorité unique, le pilotage de l'ensemble de la filière métier à l'échelle globale.

1.1.3.2 Description des fonctions supports et de l'organisation géographique

Les fonctions support servent de soutien à la performance des GBU et des entités opérationnelles métier en permettant le développement de synergies entre métiers et en s'assurant de l'ancrage local. Elles sont pilotées par les départements fonctionnels du Groupe et sont organisées à la maille régionale et nationale.

Les départements fonctionnels du Groupe sont chargés, dans leurs domaines respectifs, de piloter la performance et de concevoir et déployer les politiques Groupe. Ils sont organisés en quatre pôles :

- Secrétariat Général, Stratégie, Recherche et Innovation, Communication. Les centres de services partagés du Groupe y sont rattachés ;
- Finances, Responsabilité Sociétale d'Entreprise, Achats ;
- Digital et systèmes d'information ;
- Ressources humaines.

Une animation de filière renforcée et structurée permet de garantir l'efficience opérationnelle des processus et la déclinaison des politiques définies par le Groupe.

Chacun de ces pôles est représenté au Comex par un Directeur Général Adjoint qui en assure la supervision.

À l'échelle géographique, les fonctions support sont mutualisées au sein de quatre *hubs* régionaux : Europe, Amérique du Nord, Amérique du Sud et Asie, Moyen-Orient, Afrique. L'organisation des fonctions support France reste indépendante. Les *hubs* régionaux ont pour mission de soutenir l'activité des GBU dans la région en veillant à la coordination de l'ensemble des fonctions support, et d'accompagner la transformation dans la phase de transition.

Dans les pays, les *country managers* sont responsables des fonctions support et des relations avec les parties prenantes locales.

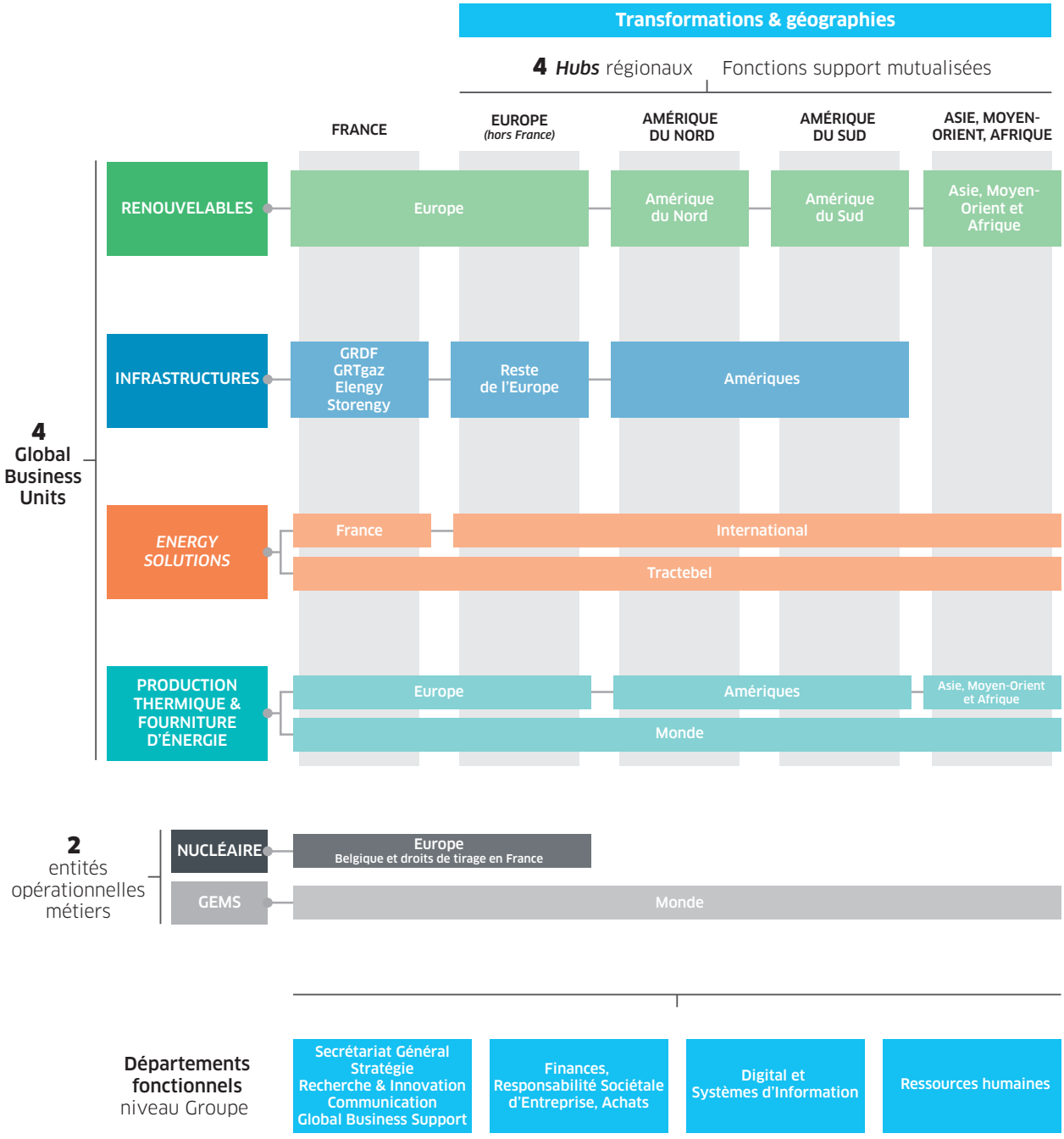
Les *hubs* régionaux sont représentés au Comex par un Directeur Général Adjoint qui en assure la supervision.

La Société exerce une activité économique propre. Le nombre de filiales contrôlées directement ou indirectement par la Société était de 2 623 à fin 2021. En complément des listes figurant en Note 3 "Principales filiales au 31 décembre 2021" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés et Note 4.4 "Filiales et participations" Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux", la liste des entreprises contrôlées est accessible sur le site internet du Groupe (www.engie.com, rubrique information réglementée).

La présentation de l'activité et des actifs économiques stratégiques des principales filiales de la Société, ainsi que de leur implantation géographique, figure à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe".

UNE ORGANISATION MATRICIELLE TOURNÉE VERS LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE

Des activités structurées autour des grands métiers



Une mutualisation renforcée des fonctions support

1.2 Stratégie et objectifs

1.2.1 Des priorités et une feuille de route clarifiées

Le recentrage stratégique a été engagé en 2020, avec une feuille de route stratégique définie en mai 2021.

ENGIE concentre désormais son développement sur les énergies renouvelables, les infrastructures décentralisées et l'efficacité énergétique.

L'ensemble des services multi-techniques a été regroupé dans une nouvelle entité, EQUANS, créée le 1er juillet 2021. En novembre 2021, ENGIE est entré en négociation exclusive avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. Le processus de désengagement d'ENDEL est en cours. L'empreinte géographique est en cours de simplification, dans l'objectif d'atteindre moins de 30 géographies en 2023. L'année 2021 a permis de concrétiser la sortie de 18 pays supplémentaires. Les moyens financiers dégagés par ces opérations de cession permettront de réaliser un programme ambitieux d'investissement pour accélérer dans les activités ciblées.

1.2.2 Un engagement effectif pour la transition énergétique

Dans la lignée de la raison d'être adoptée en 2020, le Groupe se donne pour ambition d'être un *leader* de la transition énergétique neutre en carbone, en particulier au service des entreprises et des collectivités. Porté par l'accélération de la décarbonation et la demande énergétique mondiale, ENGIE est très bien positionné pour accélérer et répondre à la demande des citoyens, des élus et des industriels pour une décarbonation d'ampleur. Les plans de relance de l'économie lancés du fait de la crise sanitaire ont été l'occasion pour de nombreux gouvernements de réaffirmer leur ambition en matière de lutte contre le changement climatique, confortant ainsi l'ambition retenue par le Groupe et lui permettant d'accélérer la mise en œuvre de sa stratégie. Il s'est par ailleurs fixé pour lui-même l'objectif d'atteindre la neutralité carbone sur les trois scopes dès 2045. La participation du Groupe à la COP26 a été l'occasion de réaffirmer son engagement pour la décarbonation de l'économie.

Fort de sa capacité à mobiliser des vecteurs énergétiques complémentaires au service de la transition, le Groupe dispose de compétences clés sur toute la chaîne de valeur, depuis la production, transport, distribution et service jusqu'au consommateur final. Ses positions fortes dans les énergies renouvelables, les infrastructures centralisées comme les infrastructures décentralisées, lui permettent de créer les synergies indispensables à la conduite de programmes de décarbonation ambitieux à destination de ses clients.

Il peut mobiliser en outre ses capacités transverses en ingénierie financière, structuration et conduite de projet, ainsi que ses plateformes digitales mondiales au bénéfice des deux leviers de la transition : un approvisionnement en énergie plus verte et un usage plus efficace et intelligent de l'énergie.

Ainsi, ENGIE a fixé son objectif de neutralité carbone à l'horizon 2045, sur les scopes 1, 2 et 3 (1). Il ambitionne de diviser par deux l'intensité carbone de l'énergie qu'il produit entre 2017 et 2030, et d'éviter l'émission de 45 millions de tonnes de CO_2 par ses clients. La sortie du charbon a été fixée pour 2025 en Europe et 2027 à l'échelle mondiale, en privilégiant la fermeture et la reconversion des centrales, et en accompagnant les acteurs dans leur plan de transition. Des budgets carbone sont assignés à chaque activité du Groupe. Les plans d'actions de performance, dont bénéficient notamment les cadres dirigeants, sont pour partie conditionnés à l'atteinte d'objectifs carbone.

Le développement des gaz renouvelables (hydrogène bas carbone, biométhane, méthane de synthèse) est indispensable à la réussite de la transition énergétique. ENGIE dispose de compétences lui permettant de développer des positions sur l'ensemble de la chaîne de valeur : production, infrastructures, écosystèmes de mobilité, achat et vente. Le Groupe vise pour 2030 la mise en service de 4 GW de capacité de production d'hydrogène et une production de 4 TWh par an de biométhane. Il pourra s'appuyer sur les synergies entre ses activités et le soutien des plans d'investissements français et européen.

1.2.3 Les objectifs stratégiques déclinés par métier

L'engagement du Groupe pour la transition énergétique se décline via des objectifs stratégiques par métier, qui mettent l'accent sur l'excellence opérationnelle et le savoir-faire industriel :

- **Renouvelables : développer des moyens de production d'énergie verte dans un système intégré ;** l'accélération des investissements dans les énergies renouvelables se concrétise par un objectif de mise en service de 4 GW en moyenne par an d'ici 2025, et 6 GW en moyenne par an entre 2026 et 2030, afin de devenir un *leader* sur le marché des renouvelables. Les investissements seront poursuivis dans l'éolien terrestre et solaire photovoltaïque. L'éolien en mer est également une priorité forte, avec une cible de 5 à 7 GW en opération ou en construction en 2025. ENGIE est un acteur majeur de production d'électricité hydraulique, notamment au Brésil, en France et désormais au Portugal. La recherche de synergies avec les activités de fourniture d'énergie B2B du Groupe est également un objectif.
- **Infrastructures : investir dans des réseaux performants, au service de mix énergétiques équilibrés et neutres en carbone ;** au niveau mondial des investissements massifs doivent être anticipés dans les réseaux de gaz et d'électricité dans les années à venir. Ils répondent à des enjeux d'accès à l'énergie dans les pays émergents et partout, d'adaptation à l'injection et l'acheminement d'énergie renouvelable pour mettre en œuvre la transition énergétique. L'exploitation performante des réseaux de gaz français par l'intermédiaire de filiales indépendantes et leur adaptation au développement du biométhane et de l'hydrogène seront une priorité. Dans le monde, le Groupe investit pour accompagner le développement de mix énergétiques équilibrés et décarbonés : ainsi, la construction de lignes de transport électrique est un axe en croissance. En complément, le développement des réseaux gaziers est soutenu là où cela permet d'agir pour la décarbonation du système énergétique.

(1) Les scopes 1, 2, et 3 recouvrent l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre, directes et indirectes, du Groupe

- **Infrastructures décentralisées et services à l'énergie : proposer des solutions intégrées de décarbonation à grande échelle s'appuyant sur des contrats long terme**. Suite à la revue stratégique de ses activités, le Groupe se concentrera sur le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (réseaux urbains de chaleur et de froid, production d'utilités sur site client, solaire décentralisé, infrastructures urbaines et mobilité bas-carbone), ainsi que sur les services associés. Un objectif de mise en service de 8 GW additionnel entre 2020 et 2025 a été fixé. ENGIE propose à ses clients des solutions intégrées répondant à leurs besoins de décarbonation, s'appuyant sur des contrats à long terme, qui apportent de la visibilité et de la résilience ainsi qu'un potentiel de croissance attractif.
- **Production Thermique et fourniture d'Énergie : développer et exploiter des activités à faible contenu carbone et accompagner la transition des systèmes électriques actuels ;** en complément des investissements dans les renouvelables, le Groupe poursuit un développement ciblé des capacités thermiques, en adéquation avec la trajectoire de réduction carbone définie. Selon les besoins spécifiques de chaque pays où le Groupe est déployé, il assure les besoins en flexibilité du système électrique et accompagne pour les pays ayant un mix avec une part importante de charbon la première étape de décarbonation. Le désengagement des capacités charbon restantes est acté pour 2027, et la décarbonation des centrales à gaz grâce au biométhane et à l'hydrogène est en développement. Devant une demande grandissante pour la fourniture d'une énergie décarbonée et de maîtrise des consommations, de nouvelles offres sont développées à destination des clients particuliers. Pour les clients professionnels, des offres en énergie verte sont également proposées, assorties de contrats long terme et d'engagement d'efficacité énergétique. Le Groupe développe également des activités complémentaires, tels que le dessalement, le stockage d'électricité (par batteries ou par pompage-turbinage) et s'intéresse à la capture-séquestration du carbone. La production de gaz verts (hydrogène et biométhane) est également une priorité.
- **Gestion de l'énergie et vente aux grands comptes industriels :** la gestion des marchés de l'énergie est l'un des atouts forts du Groupe, qui s'appuie sur des compétences financières et marchés reconnues, et intègre aujourd'hui complètement les énergies renouvelables.
- **Nucléaire :** après la confirmation par le gouvernement belge de sa volonté de sortir du nucléaire, le Groupe se mobilise pour accompagner la transition du système électrique belge dans le respect des plus hauts standards en matière de sûreté nucléaire.

1.2.4 Performance interne

L'amélioration des performances internes est un axe clé de la nouvelle feuille de route stratégique, pour soutenir durablement la croissance du Groupe.

Un nouveau plan a ainsi été établi pour la période 2021-2023 avec pour objectif 600 millions d'euros d'économie. Des cibles ont été attribuées aux GBU, fonctions support et *hubs* régionaux. Ce plan s'appuiera sur divers leviers : réorganisation des fonctions support, achats, centres de services partagés, immobilier et digital.

L'objectif de performance a notamment guidé la réorganisation du Groupe. Les fonctions support se structurent désormais autour de *hubs* régionaux (voir Section 1.1.3 Organisation du Groupe), dont les ressources sont mutualisées entre les différentes GBU, permettant ainsi de générer des économies. Un nouveau plan d'investissement dans la digitalisation et l'exploitation des données viendra également soutenir les objectifs de performance. Le programme prévoit un investissement à hauteur de 130 millions d'euros par an sur la période 2021-2023 pour des gains en efficience estimés à 200 millions d'euros par an.

Ce programme a trois objectifs principaux :

- développer des plateformes digitales différenciantes pour chaque GBU ;
- améliorer le suivi des performances opérationnelles et financières par l'exploitation des données ;
- simplifier et mutualiser les systèmes informatiques.

La réussite d'ENGIE s'appuie sur les femmes et les hommes qui composent le Groupe et qui représentent son premier levier de performance. Le Groupe doit pouvoir s'appuyer à tout moment sur les compétences adaptées à l'évolution de ses besoins. Pour cela, la fonction ressources humaines a un rôle majeur :

- anticiper et identifier les besoins des GBU et filières métiers ainsi que les tendances émergentes ; développer et adapter les compétences à nos nouvelles solutions et enjeux business ;
- renforcer la capacité du Groupe à attirer, recruter et fidéliser les talents d'aujourd'hui pour demain dans un marché de plus en plus compétitif.

1.3 Recherche, technologies, et innovation

Être un acteur majeur de la transition énergétique exige d'être à la pointe des nouvelles tendances, technologies et *business models*. Les activités de Recherche & Innovation (R&I) d'ENGIE sont au service d'une ambition : développer et intégrer des outils et des solutions innovants, susceptibles de faire la différence, afin de conserver la position de *l*eader du Groupe. L'écosystème Recherche & Innovation dans son ensemble travaille sur de nombreux sujets et projets, de l'efficacité opérationnelle à la découverte de technologies émergentes, en mettant l'accent sur le développement de projets contribuant directement à la stratégie du Groupe et à ses ambitions.

À la suite de la clarification de la stratégie et de l'organisation du Groupe au 1er semestre 2021, un travail conjoint entre les GBU nouvellement formées et les entités R&I d'ENGIE a permis de sélectionner des priorités pour la R&I cohérentes avec les objectifs stratégiques et les ambitions de croissance du Groupe. Les priorités en matière de R&I incluent notamment les systèmes d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, éolien terrestre et éolien en mer), la production et l'utilisation de gaz verts (hydrogène, biométhane) ou le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (chauffage et froid urbains, énergie solaire décentralisée, villes à faible émission de carbone et mobilité).

Une nouvelle organisation de la R&I, simplifiée et rationnalisée, a été mise en place au 1er janvier 2022, afin de conférer un avantage concurrentiel sur des sujets stratégiques. L'alignement des priorités R&I avec les objectifs stratégiques du Groupe est assuré par une gouvernance dédiée à la R&I, reposant sur un dialogue continu avec les GBU.

Dans ce cadre, six modèles d'activités complémentaires ont été définis et regroupés sous une direction unique au sein du Pôle R&I :

- **Programmes de Recherche** : pilotent les programmes de recherche avec une visée moyen-terme ;
- **Labs** (CRIGEN, Laborelec, Cylergie) : fournissent l'expertise nécessaire à la réalisation des programmes de recherche et de services support aux GBU ;
- **Incubateurs :** intègrent l'innovation dans les activités stratégiques du Groupe et incubent de nouvelles opportunités d'activités ;
- **ENGIE Ventures** : favorisent l'innovation "*outside-in*" par des investissements minoritaires dans des *start-ups* ;
- **Écosystèmes & Expertises** : anime les communautés et écosystèmes de R&I et développent les expertises R&I ;
- **Pilotage & Performance** : rythme la définition des priorités R&I et la production des services R&I pour en piloter la performance.

En 2021, les dépenses pour la Recherche et le Développement technologique du Groupe se sont élevées à 138 millions d'euros. L'évolution de ce montant par rapport aux dépenses 2020 est principalement due aux évolutions de périmètre du Groupe en 2021 (mise en équivalence de GTT, cession d'EQUANS).

Les équipes de recherche travaillent sur tous les aspects de l'identification, du test et du développement de nouvelles technologies, aidant ainsi les entités commerciales du Groupe à rester compétitives et à se différencier. Les centres et équipes de recherche peuvent également fournir l'expertise et l'assistance technique nécessaires pour les opérations clés dans les entités commerciales et les projets d'innovation (par exemple, les projets de l'*Innovation Fund* européen et du pacte vert pour l'Europe, et les appels d'offres majeurs).

Deux évènements clés peuvent être en outre mentionnés pour 2021 :

- l'ouverture, au centre de recherche CRIGEN de Stains (France), d'une "H_2 Factory", un laboratoire mettant l'ensemble de la chaîne de l'hydrogène au banc d'essai ; et
- la démonstration par Laborelec et INEOS Phenol (Belgique) de la co-combustion de l'hydrogène dans une turbine à gaz, permettant à ENGIE d'être un précurseur dans ce domaine.

1.4 Performance financière

1.4.1 Faits marquants 2021

Avancées stratégiques qui posent les fondations d'une réussite à long-terme

En 2021, ENGIE a atteint ses objectifs dans un contexte énergétique inédit, principalement en tirant parti de la force de son modèle intégré. Grâce à des niveaux de disponibilité élevés des actifs, le Groupe a pu utiliser ses capacités de production flexibles dans un marché tendu. Le bon équilibre des positions contractuelles et des activités, ainsi qu'une liquidité et un bilan solides, ont également permis de gérer de manière efficace et dynamique toutes les expositions, au bénéfice du Groupe et de ses clients.

En 2021, ENGIE a poursuivi sa croissance. Entre 2019 et 2021, le Groupe a mis en service 9 GW de capacités renouvelable et ce en dépit des tensions accrues sur les chaînes d'approvisionnement observées partout dans le monde tout au long de l'année. La capacité installée totale de Renouvelables du Groupe est désormais supérieure à 34 GW. ENGIE est en ordre de marche pour accélérer ses ajouts annuels de capacité, qui seront désormais de 4 GW en moyenne par an d'ici 2025, pour atteindre 50 GW de capacité renouvelable installée (à 100 %) à cet horizon. Pour soutenir son ambition, ENGIE peut compter sur un pipeline solide d'environ 66 GW de projets identifiés. Après une période d'incertitude liée à la pandémie, 2021 a été marquée par la reprise du développement commercial au sein de la GBU *Energy Solutions*. En décembre 2021, la Ville de Paris a choisi ENGIE et son partenaire, le groupe RATP, pour gérer son réseau de froid en renouvelant la concession pour une durée de 20 ans. Enfin, en ce qui concerne les Infrastructures à l'international, le début de l'exploitation commerciale de Gralha Azul (Brésil) et les premiers tests de mise sous tension de Novo Estado (Brésil), les deux lignes de transmission électrique construites par ENGIE, constituent des réalisations significatives pour le Groupe.

En 2021, le total des investissements s'est élevé à 8 milliards d'euros, dont 4,3 milliards dédiés aux investissements de croissance. Ces derniers sont parfaitement en ligne avec le plan stratégique présenté en mai 2021 pour atteindre l'objectif "Net Zéro Carbone" d'ici 2045. Les investissements de croissance ont été consacrés aux Renouvelables (44%), aux Infrastructures (31%) et à *Energy Solutions* (17%). De même, une part substantielle (plus de 90%) a été investie dans des développements organiques.

Le plan de performance lancé a permis à ENGIE d'atteindre son objectif 2021 d'une contribution nette à l'EBIT de 0,1 milliard d'euros. L'excellence opérationnelle et l'optimisation des fonctions support ont contribué à l'atteinte de cet objectif. Pour rappel, la contribution nette à l'EBIT entre 2021 et 2023 de ce plan de performance devrait s'élever à 0,6 milliard d'euros.

Avancées majeures dans la réalisation du plan de cession

Au cours de l'année 2021, le plan de recentrage d'ENGIE a enregistré des avancées significatives, avec 9,2 milliards d'euros de cessions engagées ou finalisées à date. Compte tenu de la forte dynamique engagée, l'impact total du plan de cession sur la dette financière nette est désormais attendu à au moins 11 milliards d'euros entre 2021 et 2023, contre une indication initiale de 9 à 10 milliards d'euros.

Le 5 novembre 2021, ENGIE est entré en négociations exclusives avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. L'offre ferme et engageante de Bouygues valorise 100% d'EQUANS à 7,1 milliards d'euros en valeur d'entreprise et devrait réduire de 6,8 milliards d'euros la dette financière nette du Groupe. Le processus de cession avance selon le calendrier prévu et sa finalisation, toujours attendue au 2nd semestre 2022, est soumise à l'obtention des autorisations des autorités réglementaires et à la levée des conditions suspensives usuelles.

Le 31 août, ENGIE a reçu une offre ferme et irrévocable du groupe ALTRAD pour ENDEL, filiale à 100% d'ENGIE et spécialiste de la maintenance industrielle et des services à l'énergie. En mai, ENGIE a finalisé la vente de 10% de GTT. Avec cette cession partielle, GTT est désormais mise en équivalence depuis le mois de juin. Enfin, ENGIE a finalisé la vente d'ENGIE EPS en juillet. Sur le plan du recentrage géographique, le Groupe est sorti, ou a signé des accords de sortie, de 18 pays en 2021. Une fois ces sorties effectives, le Groupe opérera dans 35 pays. ENGIE prévoit de ramener sa présence à moins de 30 pays d'ici 2023.

Le 22 décembre 2021, ENGIE et son partenaire SIG ont annoncé la finalisation de la cession de 11,5% du capital de GRTgaz. Cette transaction, réalisée sur la base d'un ratio de valeur d'entreprise ramenée à la base d'actifs régulés de 148%, a réduit la dette financière nette d'ENGIE de 1,1 milliard d'euros et illustre la vision commune d'ENGIE et de son partenaire sur le rôle à long terme du gaz et également des gaz renouvelables.

Point sur les actifs nucléaires en Belgique

Le gouvernement belge a proposé un nouveau projet de loi qui devrait être voté au printemps 2022. Il porte sur la disponibilité des fonds relatifs aux provisions nucléaires et propose un calendrier pour le financement des coûts de démantèlement et de gestion des déchets d'ici 2030. Si ce projet de loi est adopté, cela conduirait à un financement supplémentaire des coûts de démantèlement jusqu'en 2030, représentant environ 0,7 milliard d'euros par an entre 2022 et 2024. Electrabel a déjà reconnu et comptabilisé ses obligations relatives aux coûts de démantèlement et de gestion du combustible usé et sa situation financière solide permettra ces financements complémentaires. Ce projet de loi n'incluant pas de changement dans le montant des provisions ou leur méthode d'évaluation, il n'aurait pas d'impact sur la dette nette économique d'ENGIE. La prochaine révision triennale des provisions nucléaires relatives au démantèlement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets aura lieu au 2nd semestre 2022. Suivant le même processus que lors de la dernière révision en 2019, celle-ci tiendra compte de toute mise à jour requise des taux d'actualisation et des scénarios de référence pour l'estimation de coûts.

Progrès vers la neutralité carbone et objectifs ESG

ENGIE s'est engagé à atteindre l'objectif "Net Zéro Carbone" sur les trois scopes d'ici 2045 en suivant la trajectoire "*well below 2°C*", avec des jalons intermédiaires. Dans la droite ligne de cet objectif, ENGIE est devenu l'un des membres fondateurs de la "*First Movers Coalition*", lancée lors de la COP26. En rejoignant cette coalition, ENGIE s'engage à acheter des produits à faible teneur en carbone afin de contribuer au développement de chaînes d'approvisionnement décarbonées. ENGIE poursuit son objectif de sortie du charbon avec la finalisation en octobre de la cession de Jorge Lacerda (Brésil), complexe qui comprend une centrale à charbon de 0,7 GW. Cette transaction contribue à une transition progressive de l'économie régionale, tout en réduisant les impacts socio-économiques locaux et démontre l'importance d'une transition juste pour le Groupe. En outre, la dernière centrale à charbon d'ENGIE en Europe, située au Portugal, a été arrêtée en novembre 2021. ENGIE confirme son engagement de sortir de tous les actifs au charbon en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027, y compris s'agissant de la production d'énergie à base de charbon pour les réseaux urbains de chaleur et de froid. À fin 2021, le charbon représentait 2,9 GW au sein du portefeuille total de production centralisée de 100,3 GW d'ENGIE.

En 2021, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie ont baissé pour atteindre 67 millions de tonnes. ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, celle-ci passant de 31% à fin 2020 à 34% à fin 2021 avec la mise en service de 3 GW de capacités Renouvelables. En termes de diversité de genres, ENGIE comptait 25% de femmes cadres à fin 2021. Le Groupe met en œuvre des plans d'action pour atteindre un meilleur équilibre homme-femme d'ici 2030.

Dans le cadre du dialogue avec les actionnaires d'ENGIE, le Conseil d'Administration a décidé de les consulter lors de la prochaine Assemblée Générale annuelle sur la stratégie de transition climatique du Groupe.

Santé et sécurité

En 2021, le Groupe ENGIE et ses sous-traitants ont malheureusement déploré plusieurs accidents graves, dont 16 mortels, notamment sur des chantiers de construction. Une réponse coordonnée à l'échelle du Groupe et un plan d'action complet ont été mis en œuvre par les équipes dirigeantes d'ENGIE afin de réévaluer toutes les normes et procédures de sécurité pour l'ensemble des activités et des géographies du Groupe (sous-traitants compris), dans le but de garantir que seules celles répondant aux standards les plus élevés sont appliquées. Le groupe ENGIE est résolument engagé dans la mise en œuvre de ce plan afin que la sécurité de chaque employé, fournisseur ou sous-traitant soit à chaque instant pleinement garantie.

Politique de dividende réaffirmée et proposition d'un dividende de 0,85€ par action pour 2021

ENGIE s'attache à proposer un dividende croissant et pérenne à ses actionnaires. Le Conseil d'Administration a ainsi réaffirmé la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe, et incluant un dividende plancher de 0,65€ par action pour la période allant de 2021 à 2023. Pour 2021, le Conseil d'Administration a ainsi proposé de distribuer 66% du résultat net récurrent part du Groupe, soit un dividende de 0,85€ par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.

1.4.2 Objectifs financiers pour la période 2022-2024

Lors de la présentation de ses résultats financiers 2021, ENGIE a mis à jour ses objectifs financiers pour la période 2022-2024 (voir Section 6.1).

Les progrès réalisés dans le cadre du plan stratégique à horizon 2023 présenté l'année dernière posent les bases solides qui permettront à ENGIE d'atteindre son objectif de neutralité carbone tout en continuant à croître sur le long terme. À horizon 2024, le Groupe prévoit une croissance de ses résultats principalement portée par les investissements dans les Renouvelables et par l'amélioration des performances d'*Energy Solutions*, ainsi qu'une contribution résiliente des Infrastructures. Cette croissance devrait notamment reposer sur une amélioration significative de la productivité. Cette combinaison de facteurs porteurs devrait plus que compenser la baisse des résultats du Nucléaire en Belgique consécutive à l'arrêt des centrales d'ici 2025, et générer une croissance progressive des résultats et des dividendes (voir Section 6.1).

Compte tenu de la forte volatilité des prix des commodités en Europe, ENGIE a modifié les hypothèses de prix à terme retenues dans sa guidance. Ces hypothèses de prix concernent majoritairement la partie des volumes *merchant* non couverts de la production nucléaire en Belgique et en France, ainsi que de la production hydroélectrique en France. Les hypothèses de prix retenues pour la guidance 2022-2024 telle que présentée dans ce document sont basées sur la moyenne des prix à terme en Europe du 2nd semestre 2021.

Pour les exercices précédents, les prix retenus pour la guidance étaient les prix à terme en Europe du dernier jour de l'année civile précédente. Ainsi, entre 2022 et 2024, ENGIE prévoit :

En milliards d'euros	**Résultats 2022**	**Résultats 2023**	**Résultats 2024**
EBITDA	10,7 - 11,1	10,9 - 11,3	11,3 - 11,7
EBIT	6,1 - 6,5	6,2 - 6,6	6,4 - 6,8
Guidance RNRpg	3,1 - 3,3	3,2 - 3,4	3,3 - 3,5

ENGIE continue de viser une notation de crédit "*strong investment grade*" et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x.

ENGIE prévoit une croissance de l'EBIT sur l'ensemble de la période, principalement portée par les investissements (environ + 1 milliard d'euros) et la performance (environ + 0,7 milliard d'euros). Ces éléments positifs ne seront que partiellement compensé par les effets de périmètre (environ –0,3 milliard d'euros) et d'autres effets, tels que les volumes, les prix ou les taux de change, pour un effet global d'environ –0,7 à –1,1 milliard d'euros. Le taux de croissance annuel moyen de l'EBIT entre 2021 et 2024 devrait atteindre 5 - 6% pour ENGIE hors nucléaire et 1,5 - 3,5% pour ENGIE dans son ensemble (y compris le nucléaire).

Les principaux facteurs d'évolution de l'EBIT par activité en 2022 sont les suivants :

	Principaux facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT 2022
Renouvelables	Croissance portée par les capacités nouvellement mises en service, des prix captés plus élevés, le retournement de l'impact de la vague de froid au Texas, partiellement compensés par le retournement de l'effet positif des compensations liées à la décision "GFOM"
Infrastructures	En France, retournement de l'effet positif des températures en 2021 et baisse (lissée) de la rémunération de la BAR, partiellement compensés par la croissance en Amérique latine
Energy Solutions	Amélioration de la performance opérationnelle, partiellement compensée par la normalisation des températures
Production Thermique	Des conditions de marché toujours favorables en Europe et une contribution plus élevée attendue au Chili, compensées principalement par la sortie du charbon
Fourniture d'Énergie	Résultats sous pression en raison de la normalisation des températures et du contexte de prix élevés des commodités
Nucléaire	Prix captés plus élevés, compensés par des volumes en baisse (arrêt du premier réacteur en Belgique en octobre 2022) et une taxe nucléaire en Belgique plus élevée

1.4.3 Chiffres clés financiers 2021

En millions d'euros	2021	2020 retraité [a]	2020	2019	2018 retraité [b]	2018	2017 retraité [c]	2017
1. Chiffre d'affaires	**57 866**	**44 306**	**55 751**	**60 058**	**56 967**	**60 596**	**59 576**	**65 029**
dont réalisé hors de France	33 525	25 640	33 311	35 635	33 306	35 612	34 325	39 307
2. Résultat								
EBITDA	10 563	8 908	9 276	10 366	9 236	9 236	9 199	9 316
• Résultat opérationnel courant [d]	6 145	4 493	4 578	5 726 [e]	5 126	5 126	5 172	5 273
• Résultat net part du Groupe	3 661	(1 536)	(1 536)	984	1 033	1 033	1 320	1 423
• Résultat net récurrent part du Groupe	3 158	1 703	1 703	2 683	2 425	2 425	2 518	2 662
• Résultat net récurrent des activités poursuivies part du Groupe	2 927	1 726	1 703	2 683	2 458	2 458	2 233	2 372
3. Flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	7 312	7 589	7 589	8 178	7 873	7 873	9 335	9 309
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	9 806	8 506	8 788	9 863	8 464	8 464	8 150	8 305
Flux issus de l'investissement	(11 042)	(4 046)	(4 046)	(7 193)	(6 095)	(6 095)	(5 171)	(5 157)
Flux issus du financement	4848	(561)	(562)	212	(1 928)	(1 928)	(4 734)	(4 725)
4. Bilan								
Capitaux propres part du Groupe	**36 994**	**28 945**	**28 945**	**33 087**	**35 551**	**35 551**	**36 282**	**36 639**
Capitaux propres totaux	41 980	33 856	33 856	38 037	40 941	40 941	42 122	42 577
Endettement net	25 350	22 458	22 458	25 919	21 102	21 102	22 520	22 548
Endettement net hors dette interne/EBITDA	2,40	2,42	2,42	2,50	2,28	2,28	2,26	2,25
Total bilan	225 333	153 182	153 182	159 793	153 702	153 702	150 141	150 332
5. Données par action *(en euros)*								
• Nombre moyen d'actions en circulation [f]	2 420 201 862	2 416 820 377	2 416 820 377	2 412 518 837	2 396 308 756	2 396 308 756	2 395 732 581	2 395 732 581
• Nombre d'actions à la clôture	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
• Résultat net par action [f]	1,46	(0,71)	(0,71)	0,34	0,37	0,37	0,49	0,53
• Résultat net récurrent part du Groupe par action [f]	1,26	0,63	0,63	1,04	0,95	0,95	0,99	1,05
• Dividende distribué [g]	0,85	0,53	0,53	0	1,12	1,12	0,70	0,70
6. Effectifs moyens totaux	**174 027**	**175 873**	**175 873**	**262 139**	**249 795**	**249 795**	**238 029**	**238 216**
• Sociétés en intégration globale	171 754	173 398	173 398	170 475	158 505	158 505	151 480	151 667
• Sociétés en intégration proportionnelle	717	748	748	756	780	780	685	685
• Sociétés mises en équivalence	1 556	1 727	1 727	90 908	90 510	90 510	85 864	85 864

(a) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(b) Certaines données au 31 décembre 2018 sont retraitées selon la nouvelle présentation des instruments dérivés à caractère opérationnel (impactant le chiffre d'affaires), mais pas selon IFRS 16 en raison de la méthode de transition retenue poursuivie (voir Note 1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" du Document d'enregistrement universel 2019)

(c) Certaines données au 31 décembre 2017 sont retraitées en raison de l'application rétrospective d'IFRS 9 et 15 et du classement du GNL en activité non poursuivie (voir Note 2 Section 6 "Comptes consolidés" du Document de Référence 2018)

(d) Hors MtM des dérivés opérationnels mais y compris quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

(e) Chiffre retraité 2019 : 5 819

(f) Résultat par action calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle (voir Note 13 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés")

(g) 2021 : proposition soumise à l'AGO. En 2018, le dividende annuel de 0,75€ a été augmenté d'un dividende exceptionnel de 0,37€ par action, soit un total de 1,12 euros par action.

1.5 Performance RSE

La performance en matière de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE) constitue un élément essentiel de la performance globale du Groupe. Elle s'appuie sur des engagements et une politique RSE au niveau du Groupe (voir Section 1.5.1), complétés par des politiques sectorielles et des objectifs RSE datés et chiffrés (voir Section 1.5.2). Elle fait l'objet d'évaluations externes de la part des principales agences de notations RSE (voir Section 1.5.3).

La Déclaration de performance extra-financière (DPEF) du Groupe détaille la gouvernance de cette politique et ses résultats (voir Chapitre 3).

En novembre 2021, le Groupe a participé à la COP 26 à Glasgow au Royaume-Uni où il a pris plusieurs engagements en faveur d'un monde décarboné. ENGIE fait ainsi partie des membres fondateurs de la "*First Mover Coalition*" lancée par le Forum Économique Mondial et représentée par John Kerry, pour accélérer la décarbonation de secteurs où les émissions sont les plus difficiles à réduire comme celui de la production d'acier.

ENGIE a également signé plusieurs déclarations des Nations Unies en faveur de la fin du charbon ("*End of coal*") et du développement des énergies favorables à une énergie en temps réel bas carbone ("*24/7 Carbon Free Energy*").

ENGIE a enfin soutenu l'engagement du WBCSD et de ses pairs pour développer une production d'hydrogène industrielle et s'inscrit de fait comme un partenaire industriel de premier plan dans le cadre du récent accord bilatéral passé par la Belgique et le Chili en faveur de l'hydrogène vert.

En 2021, le Groupe a réalisé son premier exercice de calcul des taux d'éligibilité de ses activités au sens de la taxonomie européenne. Les résultats sont présentés à la Section 3.1.5.

1.5.1 Politique RSE

L'ambition du Groupe en matière de RSE est de faire de l'énergie une source de progrès et de développement pour tous. Au sein d'ENGIE, la RSE est directement intégrée à l'élaboration de la stratégie de l'entreprise par :

- le développement d'activités durables, correspondant à l'identification et à la transformation des problématiques environnementales et sociétales en opportunités pour les métiers du Groupe ;
- la gestion des risques et impacts RSE de ses projets et activités, de sa chaîne de valeur, i.e. ceux liés à l'environnement, à l'acceptabilité sociétale, à la santé-sécurité, aux ressources humaines, à l'éthique et à la gouvernance.

ENGIE a publié en 2014, sa politique RSE (remise à jour en 2020), et en 2016, s'était fixé six objectifs RSE à horizon 2020. Les travaux de prospective ENGIE 2030 et la raison d'être du Groupe publiée en février 2020 inscrite dans ses statuts par l'Assemblée Générale en mai 2020, ont permis de définir un nouvel ensemble de 19 objectifs RSE à l'horizon 2030.

Les engagements et les politiques RSE sont systématiquement validées par le Comex du Groupe et le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD). Ces engagements témoignent d'une part du respect par l'entreprise de ses obligations légales et règlementaires dans les différents domaines de la RSE. D'autre part, ils engagent ENGIE à adopter les meilleures pratiques pour anticiper et maîtriser du mieux possible les impacts de ses activités sur sa sphère d'influence et réciproquement. Les engagements et les politiques RSE visent ainsi une maximisation de la création de valeur pour l'ensemble des parties prenantes.

Tous ces objectifs s'inscrivent pleinement dans le cadre des 17 Objectifs de Développement Durable à l'horizon 2030 fixés par les Nations Unies. Ces 19 Objectifs RSE 2030 traduisent également l'accélération de la stratégie du Groupe votée en juillet 2020. Ils reflètent également les enjeux de la matrice de matérialité du Groupe remise à jour en décembre 2020 à l'issue d'un processus de consultation des parties prenantes et du management (voir Section 3.3).

Le changement climatique constitue aujourd'hui le défi environnemental majeur pour nos sociétés en général. Pour le relever, le Groupe s'est engagé dans :

- un programme de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre (GES) ;
- un plan de vigilance climatique ;
- un programme d'économie de ses consommations de ressources naturelles ; et enfin
- un programme d'adaptation de son modèle d'affaires pour le rendre résilient aux évolutions du climat tout en satisfaisant aux contraintes d'une transition juste.

ENGIE intègre ainsi un prix du carbone interne dans son processus de décisions sur les investissements majeurs relevant du Comité des Investissements Groupe. Ce dispositif est complémentaire des budgets carbone alloués aux entités afin de respecter la cible 2030 du Groupe en matière d'émissions de GES.

Par ailleurs, le Groupe prend en compte 9 critères RSE pour ses grands projets d'investissement évalués par des analyses de risques. Ces critères portent notamment sur les points suivants : l'éthique, les émissions de GES, l'impact social, les ressources humaines, la gestion environnementale des écosystèmes, la concertation avec les parties prenantes, les achats durables ainsi que la santé et la sécurité du personnel.

Enfin, une partie de plus en plus significative des investissements du Groupe est financée avec succès par des obligations vertes attestant de la reconnaissance de leur caractère durable par le marché (voir Section 5.3).

1.5.2 Atteinte des objectifs RSE à horizon 2030

En 2020, le Groupe s'est fixé 19 objectifs ambitieux à horizon 2030 pour matérialiser ses engagements RSE à cet horizon.

Inspirés par la raison d'être du Groupe, ces objectifs s'inscrivent dans une démarche d'amélioration continue pour répondre à une attente croissante de ses différentes parties prenantes attachées à la maîtrise des risques RSE et à l'alignement de la performance de l'entreprise avec des objectifs nationaux ou internationaux de développement durable.

Les résultats des huit objectifs clés, dits de rang 1, font l'objet d'une publication annuelle dans ce document.

Les résultats 2021 des indicateurs relatifs aux huit objectifs RSE 2030 de rang 1, sont présentés dans le tableau suivant avec les valeurs des deux années antérieures. Ces résultats comprennent EQUANS.

Thèmes	Indicateurs	Cibles 2030	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
CO_2 Production Énergie	Émissions de GES (scopes 1 et 3) pour la production d'énergie (en MtCO_2éq.) conformes aux engagements SBT (1)	43	67	68	75
CO_2 Ventes Gaz	Émissions de GES liées à l'usage des produits vendus (en Mt CO_2éq.) conformes aux engagements SBT (1)	52	66	62	61
Renouvelables	% d'énergie renouvelable dans le mix des capacités de production d'électricité conforme aux engagements SBT (1)	58%	34%	31%	28%
Décarbonation de nos clients	Émissions de GES des clients évitées par les offres et produits d'ENGIE (en Mt CO_2 éq.)	45	28	21	non disponible
Décarbonation de nos fournisseurs	% de fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés sur l'initiative SBT (1)	100%	20%	15%	non disponible
Santé-sécurité	Taux de fréquence total des accidents de travail avec arrêt	≤ 2,3	2,9	2,7	3,3
Mixité	% de femmes dans le *management* Groupe	≥ 50%	24,6%	24,1%	23,5%
Équité F/H	Indice d'équité femme / homme	France : 100 hors France : 100	France : 89 hors France : 82	France : 87 hors France : 80	France : 72 hors France : 72

(1) SBT (Science based Targets) est une initiative internationale visant à valider scientifiquement les programmes de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) des entreprises au regard des engagements de l'Accord de Paris

Les émissions de GES de la production d'énergie en 2021 (67 Mt CO_2 éq.) sont en légère diminution par rapport à 2020 (68 Mt CO_2 éq.). Elles se décomposent en 35,2 Mt pour les émissions des actifs contrôlés (scope 1) et 31,4 Mt pour celles des actifs mis en équivalence (scope 3). Le plein effet de la sortie des actifs charbon (Jorge Lacerda au Brésil en octobre et Pego au Portugal en novembre) se verra en 2022.

Les émissions de GES liés à l'usage des produits vendus (scope 3) s'élèvent à 66 Mt CO_2 éq., en augmentation par rapport à 2020 (62 Mt CO_2 éq) du fait de la hausse des ventes de gaz qui constituent la plus grande composante de ce poste d'émissions dont l'accroissement est lié à la reprise durable de l'activité industrielle à la suite de la pandémie.

La part des capacités renouvelables du Groupe s'établit au-dessus de 34% en amélioration par rapport à 2020 (31%) du fait de la stratégie de développement des capacités renouvelables qui ont augmenté de +3 GW en 2021. Cette progression confirme l'engagement du Groupe de développer 9 GW de capacités renouvelables additionnelles sur la période 2019-2021.

L'indicateur de l'objectif relatif à la décarbonation des clients, qui était précédemment un taux d'offres clients contribuant à leur décarbonation, a été remplacé en 2021 par un objectif d'émissions évitées chaque année grâce aux offres et produits d'ENGIE. La cible 2030 s'élève à 45 Mt CO_2 éq. évitées. Ce changement traduit une ambition renforcée en passant d'un objectif de moyens à un objectif de résultats, plus en phase avec nos exigences et les attentes du marché. Cet objectif traduit la démarche pour aider nos clients dans la lutte contre le changement climatique. Le résultat en 2021 s'élève à 28 Mt CO_2 éq. évitées, en progression par rapport à 2020 (21 Mt CO_2 éq).

Le taux de décarbonation des fournisseurs préférentiels atteint 20% en 2021 en progression par rapport à 2020. Cette amélioration résulte du plan d'actions mis en place sur 250 fournisseurs préférentiels pour les inciter à s'engager dans une démarche d'alignement ou de certification SBT. Cette base de fournisseurs préférentiels a vocation à s'élargir dans les années qui viennent.

Le taux de fréquence total des accidents de travail avec arrêt (incluant les sous-traitants sur sites avec accès contrôlé) atteint 2,9 quasi-stable par rapport à 2020 (2,7) malgré la reprise économique en 2021 qui génère statistiquement une plus grande exposition aux risques. Cette quasi-stabilité traduit donc une amélioration de l'indicateur. La prochaine sortie d'EQUANS conduit le Groupe à adopter un objectif plus ambitieux pour 2030 en passant de 2,9 à 2,3.

Le taux de femmes dans le management s'établit à 24,6%, en progression de 0,5 point par rapport à 2020 (24,1%). Cette amélioration résulte des premiers effets du programme *fifty-fifty*, dédié à la transformation culturelle du Groupe pour accueillir et retenir les talents féminins et ainsi accélérer et soutenir la promotion de la parité Femmes-Hommes.

L'index d'équité professionnelle et salariale Femmes-Hommes qui s'établit à 89 pour la France et 82 hors France, est en augmentation pour la France et hors France. Ces bons résultats traduisent une réduction des écarts salariaux à poursuivre dans le cadre du plan d'actions lié à cet objectif.

Les indicateurs sociaux (voir Section 3.4), environnementaux (voir Section 3.5) et sociétaux du Groupe (voir Section 3.6) sont en grande partie vérifiés par un organisme tiers indépendant (voir Section 3.10).

1.5.3 Notations RSE

ENGIE a vu sa performance RSE de nouveau reconnue en 2021 par l'agence de notation SAM avec la note de 81/100 inchangée par rapport à 2020. Le Groupe confirme son appartenance aux indices *Dow Jones Sustainability Index* (DJSI) *World* et Europe. ENGIE est 3e de son secteur (*Multi-Utilities and Water*) comprenant 62 entreprises, le positionnant dans la première moitié de ce secteur.

Le Groupe a été évalué A1 avec la note de 68/100 en 2021 par l'agence de notation Moody's ESG (ex VE-VigeoEiris) en progression de 3 points par rapport à 2020. Cette note classe le Groupe 7e de son secteur (*Electric Utilities*) comprenant 63 entreprises et entre dans les 2% des meilleures entreprises évaluées par Moody's ESG dans le monde. Avec cette note, le Groupe est présent dans les quatre indices liés à cette notation à savoir Euronext VigeoEiris World 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20.

En 2021, l'agence de notation Sustainalytics a évalué le risque RSE du Groupe avec une note de 28,5 (risque médium) en amélioration par rapport à 2020 où le risque oscillait autour de la frontière des risques médium et élevé (30). Cette note maintient le Groupe dans la première moitié de son secteur (*Utilities*) puisqu'il est classé 198e sur 672 entreprises.

L'agence de notation MSCI a maintenu la note A du Groupe en 2021 le référençant dans ses indices MSCI EMU ESG et Europe ESG. Le Groupe conserve sa position dans la première moitié de son secteur (*Utilities*).

L'agence de notation ECOVADIS a évalué le Groupe en 2021 avec la note de 77/100 en amélioration de 2 points par rapport à 2020. Le Groupe, classé dans le secteur "Fournisseurs d'électricité de gaz, de chaleur et de climatisation" se situe dans les 1% des meilleures entreprises notées par ECOVADIS.

Enfin comme chaque année, ENGIE répond également au questionnaire Climat du CDP (ex-*Carbon Disclosure Project*). En 2021, avec une note A-, le Groupe reste dans la liste des leaders en matière de stratégie et d'actions en faveur de la lutte contre le changement climatique. Le Groupe a par ailleurs maintenu sa performance relative à la protection de la ressource en eau avec la note A- suite à sa réponse au questionnaire CDP Eau. Enfin le Groupe a répondu pour la première fois au questionnaire CDP Forêts et a obtenu la note B- consacrant ses efforts en matière de gestion durable de la ressource bois.

En conclusion, le Groupe affiche de très bonnes notations RSE avec des performances bien supérieures aux moyennes des secteurs de notation des principales agences.

1.6 Présentation des activités du Groupe

Dans le cadre de sa nouvelle organisation mise en place depuis le 1er juillet 2021, ENGIE est composé de quatre *Global Business Units* (GBU) associées aux quatre métiers principaux du Groupe, Renouvelables, Infrastructures, *Energy Solutions*, Thermique et Fourniture d'Énergie, ainsi que de deux entités opérationnelles, Nucléaire et *Global Energy Management and Sales* (GEMS). Par ailleurs, EQUANS est qualifiée d'activité non poursuivie depuis la signature d'une promesse unilatérale d'achat avec Bouygues le 5 novembre 2021 (voir Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés – Note 5 Principales variations de périmètre").

1.6.1 GBU Renouvelables

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute (*en %*)
Chiffre d'affaires	3 661	2 971	+23,2%
EBITDA	1 700	1 576	+7,9%

1.6.1.1 Missions, organisation et stratégie

Missions

La GBU Renouvelables a pour missions de développer, construire, financer, exploiter et assurer la maintenance des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable d'ENGIE afin de verdir son mix énergétique. Elle couvre trois activités principales : la production centralisée d'énergie solaire, la production d'énergie éolienne terrestre et en mer et la production d'énergie hydroélectrique. La GBU fournit une expertise technique et financière, des services de gestion de l'énergie, et un soutien industriel et logistique pour les actifs renouvelables.

Organisation

La GBU Renouvelables est organisée autour de quatre régions opérationnelles : Europe, Amérique du Nord, Amérique du Sud et AMEA (Asie, Moyen-Orient et Afrique) ; deux départements de support opérationnel : Performance opérationnelle et Développement et projets ; et trois départements de support fonctionnel : Juridique et éthique ; Finance et stratégie ; Ressources humaines, communication et RSE. Les activités éolien en mer sont gérées au niveau mondial exclusivement par Ocean Winds, une *joint-venture* avec EDP Renováveis, et sont coordonnées par la région Europe.

La GBU déploie un programme de développement industriel solide basé sur les piliers suivants :

- devenir un *leader* sur le marché des énergies renouvelables en atteignant 50 GW de capacité installée en 2025 et 80 GW en 2030. Pour atteindre cet objectif, il faudra installer 46 GW supplémentaires sur la période 2022-2030 (dont environ 21 GW pour l'éolien terrestre, 18 GW pour le solaire photovoltaïque centralisé et 7 GW pour l'éolien en mer). La grande majorité des investissements devrait être concentrée sur les cinq marchés prioritaires de la GBU, à savoir les États-Unis, la France, le Brésil, le Chili et l'éolien en mer ;
- concentrer le développement du Groupe sur un modèle gardant les actifs sur le bilan (*develop-to-own*) dans les zones géographiques matures, dans lequel ENGIE est l'opérateur et gère le risque de développement ;
- renforcer la compétitivité en améliorant l'excellence opérationnelle par la création d'une plateforme industrielle mondiale, permettant de bénéficier d'économies d'échelle dans les domaines de l'ingénierie, l'approvisionnement et de l'opération et maintenance (O&M) ;
- se différencier à travers son expertise dans le développement de projets, la gestion de l'énergie et le suivi des opérations.

1.6.1.2 Activités en Europe

1.6.1.2.1 France

En France, ENGIE est le premier producteur d'énergie éolienne terrestre et solaire photovoltaïque centralisée, et occupe historiquement la 2e place dans l'hydroélectricité. La GBU vise à renforcer le *leadership* du Groupe dans le domaine de l'éolien terrestre et à accélérer considérablement la croissance dans le solaire photovoltaïque. Elle se positionne principalement sur les appels d'offres publics et contribuera à l'émergence des appels d'offres d'entreprise.

Le périmètre d'activités en France comprend trois filiales détenues par ENGIE, que ce soit exclusivement ou en partenariat :

- ENGIE Green (détenue à 100% par ENGIE), le *leader* français de l'énergie éolienne et solaire basé à Montpellier avec plus de 600 employés, qui exploite une capacité installée de 3 089 MW (2054 MW d'énergie éolienne terrestre et 1 035 MW d'énergie solaire) ;
- SHEM (Société Hydro-Électrique du Midi, détenue à 100% par ENGIE), basée à proximité de Toulouse : principalement de la production d'énergie hydroélectrique haute puissance (784 MW de puissance installée) dans le sud-ouest de la France ;
- CNR (Compagnie Nationale du Rhône, dans laquelle ENGIE détient une participation de 49,97%), spécialisée dans la production d'énergie hydroélectrique basée à Lyon, avec une capacité installée de 3 079 MW le long du Rhône et sa filiale CN'Air, une société spécialisée dans la production d'énergie éolienne terrestre et solaire, avec une capacité installée de 882 MW fin 2021.

Évolutions réglementaires

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), publiée en avril 2020, qui contient un calendrier d'appels d'offres et un objectif pour l'éolien en mer et le solaire photovoltaïque (en particulier au sol), doit être mise à jour en 2023.

Le cahier des charges des appels d'offres de la Commission de régulation de l'énergie prévoit de nouvelles dispositions, relatives notamment au bilan carbone et à l'appropriation sociale des actifs renouvelables.

Suivant l'application de la réforme de l'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseau pour le photovoltaïque, d'autres mesures législatives de simplification sont intervenues pour l'éolien terrestre, notamment la suppression d'un niveau de juridiction en cas de recours.

Fin 2020, la loi de finance française a prévu la possibilité d'une renégociation des mécanismes de soutien public pour les installations photovoltaïques. En octobre 2021, les réglementations de mise en œuvre ont été divulguées. L'étendue et, par conséquent, l'impact de ce changement réglementaire doivent encore être évalués, mais l'impact financier a été atténué par l'activation d'une clause de sauvegarde qui permet de réexaminer la viabilité économique des actifs concernés.

1.6.1.2.2 Reste de l'Europe

En plus de sa position de *leader* en France, le Groupe vise à accélérer ses activités dans le reste de l'Europe en développant un solide portefeuille de projets, avec des maturités différentes et dans des géographies ciblées.

Fin 2021 en Europe (hors France), le Groupe exploite 1,9 GW d'énergie hydroélectrique (principalement dans la péninsule ibérique), 2,6 GW d'éolien terrestre (principalement en Espagne, au Portugal et en Belgique), et 0,14 GW de solaire photovoltaïque.

En matière de production d'hydroélectricité, ENGIE, en partenariat avec Crédit Agricole Assurances et Mirova, jouit d'une position solide au **Portugal** avec un portefeuille d'installations hydrauliques de 1 688 MW dans le nord-est du pays. Le Groupe est également présent en **Espagne** avec un portefeuille de petites centrales hydroélectriques (pour un total de 65 MW) et en **Allemagne** où il exploite la centrale hydraulique de Pfreimd (pompage turbinage de 137 MW et au fil de l'eau de 5 MW).

Le Groupe exploite 2 630 MW d'actifs d'éolien terrestre fin 2021, principalement en **Espagne** (536 MW), au **Portugal** (489 MW, via TrustWind, une *joint-venture* à 50-50 avec Marubeni), en **Belgique** (483 MW, position de numéro un et +85 MW en 2021), en **Italie** (338 MW, +39 MW en 2021), en **Norvège** (208 MW), en **Allemagne** (196 MW), en **Pologne** (138 MW) et en **Roumanie** (98 MW).

Le Groupe possède également 138 MW d'actifs solaires photovoltaïques, principalement en **Espagne** (47 MW), aux **Pays-Bas** (41 MW), en **Italie**, en **Pologne** et en **Roumanie**.

En 2021, ENGIE et Crédit Agricole Assurances ont également acquis une participation de 97,33% d'Eolia Renovables, l'un des plus grands producteurs d'énergie renouvelable en Espagne. Il couvre, au-delà d'un portefeuille de projets en développement de 1,2 GW, la propriété et l'exploitation de 821 MW d'énergie éolienne terrestre et de 78 MW de solaire photovoltaïque.

1.6.1.2.3 Activités éolien en mer par l'intermédiaire d'Ocean Winds (OW)

Ocean Winds (OW) est une *joint-venture* à 50-50, détenue et créée en 2019 par EDP Renováveis et ENGIE, combinant les portefeuilles de projets existants et en développement des deux sociétés dans le secteur de l'éolien offshore (fixe et flottant), principalement en Europe, aux États-Unis et dans certaines régions d'Asie. Fin 2021, la joint-venture exploite 512 MW, dont Seamade (487 MW en Belgique) et WindFloat Atlantic (25 MW au Portugal). La *joint-venture* compte également 953 MW en construction (Moray East au Royaume-Uni) et de nombreux projets en développement.

En juin 2021, le Bureau polonais de la réglementation de l'énergie a accordé un contrat de différence (CfD) de 370 MW au parc éolien offshore B&C-Wind. En décembre, OW a conclu un contrat d'achat d'électricité (PPA) de 400 MW avec l'État du Massachusetts, via sa *joint-venture* à 50-50 avec Shell New Energies.

1.6.1.3 Activités en Amérique du Nord

L'Amérique du Nord est un marché prioritaire pour la croissance d'ENGIE dans le domaine des énergies renouvelables, avec une grande partie des actifs sous contrat avec des entreprises clientes par le biais de contrats d'achat d'électricité (*cPPA*). En 2021, le Groupe a signé 485 MW de *corporate PPA* aux États-Unis.

Fin 2021, le portefeuille d'exploitation d' ENGIE était composé de 3,2 GW d'éolien terrestre (2 504 MW aux États-Unis, + 643 MW en 2021 et 660 MW au Canada) et de 0,6 GW de solaire aux États-Unis, (+165 MW en 2021). La grande majorité de ce portefeuille opérationnel se situe sur trois marchés : ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*) et SPP (*Southwest Power Pool*) aux États-Unis et dans l'Ontario au Canada.

1.6.1.4 Activités en Amérique du Sud

Deux des cinq principaux marchés d'ENGIE se trouvent en Amérique du Sud (Brésil et Chili), où le Groupe détient des positions fortes avec 11,9 GW d'hydroélectricité (principalement au Brésil), 1,5 GW d'éolien terrestre et 0,4 GW d'énergie solaire photovoltaïque.

Au **Brésil**, ENGIE exploite 11,8 GW d'hydroélectricité, 1,3 GW d'éolien terrestre (y compris le projet Campo Largo qui a débuté son exploitation commerciale en 2021) et 0,3 GW de solaire photovoltaïque.

ENGIE Brasil Participações Ltda (EBP, filiale d'ENGIE à 100%) détient 68,71% du capital d'ENGIE Brasil Energia EBE (EBE), qui est responsable des activités de production centralisée et de transport d'électricité. EBP détient 40% des parts dans Energia Sustentavel do Brasil Participações S.A., qui possède la centrale hydroélectrique de Jirau (3 750 MW). ENGIE renforce sa présence dans l'État Rio Grande do Norte, où il exploite un actif de production photovoltaïque depuis 2017, avec l'acquisition dans la municipalité d'Assú d'un portefeuille de projets allant jusqu'à 750 MW.

Au **Chili**, par le biais de sa filiale détenue à 60% ENGIE Energia Chile (EECL), ENGIE compte 413 MW de capacité renouvelable, dont deux projets ayant atteint la mise en service en 2021 : le projet solaire photovoltaïque Tamaya (114 MW) et le parc éolien Calama (151 MW). En 2021, le Groupe a annoncé une sortie du charbon d'ici 2025, en parallèle d'un plan de développement de 2 GW d'énergie renouvelable dans le pays.

Au **Mexique**, le Groupe exploite 819 MW (674 MW de solaire photovoltaïque et 145 MW d'éolien terrestre), dont une capacité de 176 MW de solaire photovoltaïque qui a été mise en service fin 2021.

Au **Pérou**, par l'intermédiaire d'ENGIE Energia Peru (détenue à 61,77% par ENGIE), ENGIE exploite 255 MW de production d'énergie hydraulique et 41 MW de solaire photovoltaïque. ENGIE construit actuellement le plus grand parc éolien du pays : le projet Punta Lomitas (260 MW), reprenant le contrat de vente d'énergie de la centrale à charbon d'Ilo21 qui cessera de fonctionner (Section 1.6.4.2.2 Amériques).

Évolutions réglementaires

Concernant le marché de l'électricité du **Brésil**, le régulateur devrait poursuivre ses annonces de nouvelles initiatives en ligne avec une modernisation du fonctionnement de marché de l'électricité, pour ouvrir le marché à la concurrence et améliorer son fonctionnement et assurer les investissements nécessaires dans des capacités de production. ENGIE, *leader* sur le marché des consommateurs qui achètent sur le marché de gros, suit activement ces évolutions potentielles.

1.6.1.5 Activités en Asie, Moyen-Orient et Afrique

ENGIE exploite 2,4 GW de capacités dans la région, dont 1,1 GW d'énergie éolienne terrestre, 1,1 GW d'énergie solaire et 0,2 GW d'autres renouvelables.

En **Inde**, ENGIE détient un portefeuille de 1 GW en capacité d'énergie renouvelable, dont 806 MW en énergie solaire photovoltaïque (+200 MW en 2021) et 250 MW d'éolien terrestre (+74 MW en 2021).

ENGIE exploite également d'autres parcs éoliens terrestres situés au **Maroc** (Tarfaya, 316 MW en partenariat avec Nareva), en **Égypte** (Ras Ghareb, 263 MW, en partenariat avec Orascom), en **Australie** (Wilogoleche 119 MW et Canunda, 46 MW, en partenariat avec Mitsui/ICG), en **Afrique du Sud** (West Coast One, 91 MW) et en **Mongolie** (55 MW).

ENGIE exploite également des actifs solaires en **Afrique du Sud**, dont 200 MW de solaire concentré et 18 MW de photovoltaïque, et au **Sénégal** (Kahone, 60 MW d'énergie solaire photovoltaïque mis en service en 2021 dans le cadre du programme IFC Scaling Solar).

1.6.2 GBU Infrastructures

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	6 700	6 718	-0,3%
EBITDA	4 121	3 848	+7,1%

1.6.2.1 Missions, organisation et stratégie

La GBU Infrastructures [(1)] est en charge, notamment au travers de filiales indépendantes, du développement, de l'exploitation et de la maintenance des infrastructures gaz (réseaux de distribution et de transport, stockage et terminaux GNL) et des réseaux électriques, ainsi que de la production de biométhane, en France comme à l'international. Ces infrastructures et leur décarbonation sont un enjeu central de la transition énergétique. Le gaz naturel, relayé par le biométhane puis à plus long terme par l'hydrogène, est un vecteur clé pour permettre cette transition, en se substituant au charbon, beaucoup plus polluant, et en assurant la flexibilité et la sécurité globale des systèmes énergétiques intégrés. Quant aux réseaux électriques, ils sont indissociables du développement des énergies renouvelables qu'il faut connecter et distribuer, et des nouveaux usages tels que la mobilité électrique. Le groupe ENGIE est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe, notamment au travers de filiales indépendantes.

La stratégie poursuivie peut se résumer en quatre points :

- maximiser la valeur des actifs existants ;
- rééquilibrer le portefeuille, historiquement construit autour des infrastructures gazières en France, vers l'international et l'électricité ;
- promouvoir la production de biométhane, en France et dans un certain nombre de pays ciblés à l'international ;
- opérer la conversion des actifs à l'hydrogène.

Au-delà de cette feuille de route stratégique, les missions de la GBU Infrastructures sont aussi de :

- gérer et optimiser les compétences nécessaires ;
- assurer la performance opérationnelle et la digitalisation des actifs et processus ; et
- veiller à la sécurité et à la santé des personnes.

(1) Dans les limites des dispositions du Code de l'énergie et des contraintes de régulation applicables à des entités relevant de la GBU Infrastructures

1.6.2.2 Activités en France

1.6.2.2.1 GRDF

GRDF, filiale indépendante d'ENGIE, assure en France le développement, l'exploitation et la maintenance de réseaux de distribution, achemine le gaz au profit des consommateurs. GRDF a pour mission d'offrir un accès non-discriminatoire au réseau à tous les fournisseurs de gaz naturel ainsi qu'aux producteurs de biométhane.

GRDF développe ses activités selon les trois orientations de son projet d'entreprise : (i) viser l'excellence opérationnelle dans l'exercice de ses métiers pour être reconnu comme un professionnel engagé ; (ii) faire du gaz une énergie d'avenir en démontrant sa pertinence dans le mix énergétique et (iii) construire avec tous les métiers un modèle d'entreprise responsable, plus ouverte et collaborative.

L'activité de distribution présente des spécificités liées à son caractère de service public local. Chaque collectivité alimentée en gaz naturel confie à un distributeur agréé, par voie de concession, l'exploitation du service public de la distribution de gaz sur son territoire. Les concessions sont conclues ou renouvelées sur la base d'un modèle de contrat établi conjointement entre les Fédérations représentatives des Collectivités Concédantes (FNCCR, AFU) et GRDF. Les autorités concédantes exercent ensuite des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant de ces contrats de concession.

Depuis mi-2018, GRDF a engagé des échanges avec la FNCCR et AFU pour moderniser le modèle de contrat qui servira aux renouvellements futurs des contrats avec les autorités concédantes. La signature des nouveaux modèles nationaux des contrats devrait intervenir au 1er trimestre 2022.

Les ouvrages de distribution appartiennent aux collectivités, alors même qu'ils sont construits et financés par GRDF. GRDF concessionnaire en a l'usage exclusif. Le Code de l'énergie reconnaît des zones de desserte exclusives aux concessionnaires historiques que sont GRDF et les 22 entreprises locales de distribution (ELD). Titulaires d'un monopole de distribution, ils sont les seuls opérateurs avec lesquels les collectivités territoriales concédantes peuvent renouveler leurs concessions. La résiliation anticipée de la concession est strictement encadrée quant à ses motifs (limitativement énumérés) et quant à sa date (la moitié de la durée devant être écoulée). Elle est soumise à un préavis de deux ans et donne lieu à indemnisation du concessionnaire par l'autorité concédante.

Hors des zones de desserte exclusives de GRDF et des ELD, les communes non desservies en gaz naturel ont la possibilité de confier la distribution publique de gaz à l'opérateur agréé de leur choix après une procédure de mise en concurrence.

En 2021, le Conseil d'Administration a adopté et inscrit dans les statuts de l'entreprise sa raison d'être : "Agir pour donner au plus grand nombre le choix d'une énergie d'avenir, performante, renouvelable, sûre et abordable, au cœur de la vie des territoires". Elle repose sur le rôle important que le réseau de distribution apporte à la transition énergétique. En 2021, au-delà de l'importante dynamique d'intégration du biométhane dans les réseaux, GRDF a poursuivi le déploiement de son programme R&D pour préparer l'intégration dans le réseau des nouveaux gaz renouvelables (hydrogène par mélange, méthanation ou réseaux dédiés ; et pyro-gazéification).

Le projet de conversion du gaz bas pouvoir calorifique dit gaz "B", originaire principalement des Pays-Bas, au gaz à haut pouvoir calorifique majoritairement répandu en France s'est poursuivi avec succès en 2021 avec la conversion d'environ 50 000 clients sur les secteurs de Calais et de St Omer.

Évolutions réglementaires

Hormis ce cas particulier des délégations de service public attribuées récemment après mise en concurrence, un tarif fixé par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) rémunère l'activité de GRDF. À la suite de la décision de la CRE du 23 janvier 2020, le nouveau tarif de distribution de gaz de GRDF dit "ATRD6" est entré en vigueur le 1er juillet 2020 pour une durée de quatre ans. Il s'applique à la zone de desserte exclusive de GRDF. La structure de ce tarif s'inscrit dans la continuité du précédent.

La CRE a pris en considération l'ensemble des projets structurants que GRDF doit mener sur la période tels que la fin du projet de déploiement des compteurs communicants en 2023 et le projet Changement de gaz de conversion de gaz B en gaz H du Nord de la France. La Commission de régulation de l'énergie porte ainsi à 4,10% – réel avant impôts – le taux de rémunération de la base d'actif régulé de GRDF pour 2020-2023.

Après une légère baisse de -0,4% au 1er juillet 2020, le tarif a augmenté de 0,7% au 1er juillet 2021. Cette hausse est essentiellement due à la répercussion dans le tarif 2021 de la baisse de recettes constatée en 2020 en raison notamment d'un climat plus chaud que la normale, et, dans une moindre mesure, à des volumes en retrait du fait de la crise de la Covid 19.

Avec sa délibération du 11 mars 2021, la CRE a validé le cadre tarifaire du projet Changement de gaz pour l'ensemble de sa durée, 2021-2029. La trajectoire tarifaire de référence a été fixée pour la fin de la période ATRD6 soit 2021-2023.

1.6.2.2.2 GRTgaz

GRTgaz est une filiale indépendante d'ENGIE, qui en 2017, a acquis une participation dans le capital d'Elengy, filiale d'ENGIE, opérateur de terminaux méthaniers en France. En 2021, ENGIE a cédé 11,5% du capital de l'entreprise à la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), un consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructures et la Caisse des Dépôts. Au cours de cette opération, la participation de GRTgaz dans sa filiale Elengy a été amenée à 100% (contre 82,2% auparavant). À ce jour, GRTgaz est détenue par ENGIE, SIG et ses salariés à hauteur respectivement de 60,8%, 38,8% et 0,3% du capital.

GRTgaz assure, sur la plus grande part du territoire français, le développement, l'exploitation et la maintenance d'un réseau de transport de gaz constitué de plus de 32 000 km de canalisations enterrées et de 26 stations de compression. Cette infrastructure permet d'acheminer le gaz entre fournisseurs et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). GRTgaz assure des missions de service public pour garantir la continuité d'alimentation des consommateurs. Il commercialise des services de transport aux utilisateurs du réseau et il gère des activités de transport de gaz en Allemagne via sa filiale GRTgaz Deutschland.

L'activité de GRTgaz s'exerce dans un cadre général visant à garantir l'indépendance du gestionnaire de réseau.

L'année 2021 a été marquée par l'adoption et l'inscription dans les statuts de l'entreprise de sa raison d'être : "Ensemble, rendre possible un avenir énergétique sûr, abordable et neutre pour le climat". Elle est la résultante d'un processus qui a impliqué toutes les parties prenantes de l'entreprise. Cette raison d'être prolonge les missions de service public de GRTgaz. Elle renforce sa légitimité en tant qu'opérateur d'infrastructures au service d'un système énergétique hybride et décarboné, et oriente ses champs d'innovation et de diversification dans le domaine de la transition énergétique.

L'entreprise a ainsi pour ambition de poursuivre son engagement résolu dans la transition énergétique en favorisant le développement, l'injection dans les réseaux et les usages des gaz renouvelables et bas carbone (biométhane et hydrogène), tout en continuant à opérer de façon sécurisée et optimisée une infrastructure gazière permettant une meilleure intégration des marchés européens du gaz. GRTgaz s'engage sur des premiers projets concrets d'infrastructure tels que MosaHYc, premier projet de réseau transfrontalier par conversion d'ouvrage gaz long de 100 km et rassemblant un ensemble de producteurs et de consommateurs d'hydrogène en France, Allemagne et Luxembourg. Le Groupe vise 170 km de réseau de transport en 2025 et 700 km en 2030 (Section 1.6.4.4 "Activités Hydrogène").

En juin 2021, GRTgaz achève la construction et met en service un gazoduc pour alimenter la centrale au gaz de Landivisiau. Enfin, toujours en 2021, la plateforme FenHYx, une des premières plateformes de R&D en Europe dédiées à l'impact de l'hydrogène sur les infrastructures gazières, débute ses activités d'essais techniques au sein de RICE, le centre de R&D de GRTgaz.

Évolutions réglementaires

Le Code de l'énergie prévoit que la construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel soient soumises à une autorisation nominative et incessible délivrée par l'autorité administrative. Par délibération du 20 janvier 2020, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a défini la méthodologie et fixé les tarifs d'utilisation des réseaux de transport en France dit "ATRT7" applicables pour 2020-2023.

Dans ce cadre et en application de la méthodologie et des hypothèses d'inflation retenues, l'évolution du tarif de transport de gaz applicable au 1er avril 2021 (ATRT7) s'établit à -1,2% sur le réseau principal et -1,6% sur le réseau régional (délibération de la CRE du 1er avril 2021). Cette délibération ne modifie pas celle du 1er avril 2020 qui avait fixé à 4,25% – réel avant impôts – le taux de rémunération de la base d'actif régulé de GRTgaz pour 2020-2023.

Avec ce tarif, la CRE maintient les moyens accordés à GRTgaz pour répondre aux enjeux de la transition énergétique dans le cadre du précédent tarif (ATRT6), tout en requérant un haut niveau de performance de l'opérateur.

1.6.2.2.3 Elengy

Les terminaux méthaniers sont des installations portuaires permettant la réception ainsi que la regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL). Depuis 2012, Elengy a développé des services complémentaires comme le rechargement de méthaniers, le transbordement entre navires ou le chargement de citernes routières de GNL.

Elengy est l'un des principaux opérateurs européens de terminaux méthaniers et exploite trois terminaux méthaniers en France. Au 31 décembre 2021, les installations exploitées par Elengy ont une capacité de regazéification totale de 20 milliards de m^3 (Gm^3) de gaz par an.

En 2017, GRTgaz, filiale indépendante d'ENGIE, a acquis Elengy. En 2020, Elengy a acquis les parts de TotalEnergies dans leur filiale commune Fosmax LNG. Elengy est dorénavant propriétaire à 100% de ses trois terminaux.

Installation : Le terminal de Fos Tonkin, mis en service en 1972, est situé sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie. Son appontement peut accueillir des navires transportant jusqu'à 75 000 m^3 de GNL et son réservoir a une capacité totale de 80 000 m^3. Sa capacité commerciale est réduite à 1,5 Gm^3/an depuis le 1er janvier 2021.

Le terminal de Montoir-de-Bretagne, mis en service en 1980, est situé sur la côte atlantique et reçoit du GNL provenant de sources variées. Il dispose d'une capacité de regazéification de 10 Gm^3 de gaz par an, de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 m^3 de GNL. Ces capacités sont complétées par deux appontements pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 260 000 m^3 de GNL (Qmax) et permettant une activité importante de transbordements.

Le terminal de Fos Cavaou, mis en service commercial en 2010 a une capacité de regazéification de 8,5 Gm^3 de gaz par an. Il dispose d'un appontement pouvant accueillir les navires de taille Qmax et de trois réservoirs d'une capacité totale de 330 000 m^3 de GNL. Les premières opérations de chargement de micro-méthaniers ont débuté en décembre 2021.

Une décision d'investissement a été prise en 2021 pour augmenter la capacité de chargement de citernes sur le terminal de Montoir, et une décision similaire est en cours d'instruction pour Fos Cavaou.

Évolutions réglementaires

Les terminaux méthaniers sont accessibles à tous les fournisseurs de GNL. Les tarifs d'accès à la regazéification sont régulés. Ceux en cours ont été fixés par la délibération de la CRE du 6 janvier 2021 et s'appliquent depuis le 1er avril 2021. La Commission de régulation de l'énergie a redéfini le taux de rémunération de la base d'actif d'Elengy pour 2021-2024 en recalant le taux de base avant majorations GNL spécifiques sur celui applicable au transport depuis 2020 (tarif ATRT7).

Les services de transbordement et de chargement de micro-méthaniers et de citernes GNL sont non régulés.

1.6.2.2.4 Storengy

Avec Storengy, le Groupe est *leader* du stockage souterrain de gaz naturel en Europe, doté d'une capacité nette de stockage de 12,2 milliards de m^3.

Stockage de gaz et conversion aux gaz renouvelables

En **France,** Storengy SA exploite 14 installations de stockage souterrain. Neuf stockages en nappe aquifère (pour un volume utile total de 9 milliards de m^3), quatre stockages en cavités salines (1 milliard de m^3) et un stockage en gisement déplété (80 millions de m^3). Trois de ces sites sont en exploitation réduite selon des modalités réglementaires précises (880 millions de m^3).

En **Allemagne,** Storengy Deutschland GmbH, filiale à 100% de Storengy, détient et exploite six stockages (1,7 milliard de m^3 ; trois sites salins et trois sites déplétés), et opère un septième stockage pour compte de tiers

Au **Royaume-Uni,** Storengy UK Ltd, filiale à 100% de Storengy, exploite le stockage en cavités salines de Stublach (400 millions de m^3). Avec ses 20 cavités, ce stockage est le plus grand en activité au Royaume-Uni.

En Europe, Storengy prépare également la conversion des actifs de stockage aux gaz renouvelables (biométhane, méthane de synthèse, hydrogène) afin de valoriser le stockage de gaz dans un marché décarboné. À ce titre, Storengy développe les projets HyPSTER (1 MW d'électrolyse et 3t – jusqu'à 44t – de stockage H_2 à horizon 2025) sur son site d'Etrez et HyGreen (Phase 1: 1 MW; Phase 2: 350 MW et 2000t de stockage H_2 à horizon 2027) sur son site de Manosque. D'autres projets sont à l'étude sur les sites anglais et allemands de Storengy (Section 1.6.4.4 "Activités Hydrogène").

Production et stockage de gaz renouvelables

Storengy se positionne aujourd'hui comme un acteur incontournable de la production de biométhane par méthanisation en France à travers sa filiale ENGIE BIOZ (17 unités en exploitation – 385 GWh/an, 13 sites en construction). Le développement de cette activité se fait en accord avec les nouvelles dispositions tarifaires pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel, l'évolution des dispositifs de garanties d'origine du biométhane ainsi que la mise en place du système de certificats de production de biogaz.

Au Royaume-Uni, Storengy a également lancé la construction de son premier projet de méthanisation (55 GWh/an) qui sera opérationnel courant 2022. D'autres projets sont actuellement à l'étude dans d'autres pays d'Europe.

Storengy se positionne également sur la production de méthane de synthèse via la méthanation au travers de projets pilotes en cours de développement (Hycaunais, Méthycentre) mais également de projets commerciaux (Pau Lescar, dans le cadre d'un groupement mené par SUEZ).

En plus des projets de production d'hydrogène par électrolyse autour de ses sites de stockage, Storengy s'engage enfin dans le développement du marché de la production d'H_2 naturel afin de développer un approvisionnement en H_2 bas carbone et compétitif. Ce gaz est généré en permanence dans les profondeurs de la Terre et pourrait être exploité au travers de forages. Storengy va lancer en 2022 une campagne de mesure d'émissions d'H_2 naturel utilisant la technologie propriétaire d'ENGIE afin d'identifier des zones à haut potentiel pour le développement de ce marché.

Production de chaleur, de froid et d'électricité par géothermie

En partenariat avec d'autres entités du Groupe, Storengy développe plusieurs projets de réseaux de chaleur et de froid à l'échelle des villes et des territoires en France. En particulier, le projet Plaine Garonne Énergie, avec ENGIE Solutions, vise à concevoir, construire et exploiter un nouveau réseau de chaleur au cœur de Bordeaux avec délégation de service public pour une durée de 30 ans. Ce projet a été mis en service fin 2021 et permettra d'éviter à l'avenir l'émission de 19 000 tonnes de CO_2 chaque année.

Enfin, Storengy s'efforce à développer de nouvelles capacités de production électrique à partir de géothermie haute température en France métropolitaine mais également en Guadeloupe et dans d'autres îles de la zone Caraïbes.

Évolutions règlementaires

En juin 2021, la Commission européenne a annoncé, sa décision de compatibilité du dispositif régulé d'accès au stockage avec les règles européennes relatives aux aides d'État. Cette décision clôture l'enquête formelle de 18 mois menée par la direction générale de la concurrence (DG Comp) de la Commission européenne. En France, l'ordonnance Hydrogène de février 2021 autorisant l'utilisation des concessions stockage gaz existantes pour le développement des stockages Hydrogène conforte l'orientation prise par Storengy.

1.6.2.3 Activités en Amérique

ENGIE est devenu l'un des acteurs majeurs dans le secteur des infrastructures énergétiques en Amérique latine.

Au **Chili**, ENGIE détient une participation de 59,99% dans ENGIE Energía Chile (EECL). Cette société opère 2 407 km de lignes de transport et 24 sous-stations, avec 30 km supplémentaires de lignes de transport et 10 sous-stations en construction. EECL détient également 50% de Transmisora Electrica del Norte (TEN). Cette société exploite 1 204 km de lignes de transport et 4 sous-stations, qui interconnectent les réseaux électriques du nord et du centre du Chili. En 2021, EECL a remporté l'appel d'offres pour la construction de la sous-station de 220/110/23 kV de La Ligua, avec des CAPEX de référence de 20,5 millions de dollars US. Dans le secteur gazier, ENGIE détient une participation de 63% dans GNL Mejillones, un terminal de regazéification de GNL d'une capacité de 5,5 Mm^3/jour situé dans le nord du Chili, et de 100% dans les sociétés ENGIE Gas Chile et ENGIE Stream Solutions Chile, qui assurent la commercialisation du gaz naturel par des conduites de distribution et du GNL par camions. En outre, sa filiale EECL détient 100% de Gasoducto NorAndino, un pipeline d'environ 1 000 kilomètres entre l'Argentine et le Chili.

Au **Mexique**, ENGIE exploite huit sociétés de distribution locales fournissant du gaz naturel à près de 630 000 clients via un réseau de 13 880 km et trois sociétés de transport de gaz exploitant environ 1 300 km de pipelines. En août 2020, une extension du gazoduc Mayakan a été achevée. Ce gazoduc interconnecte notre réseau Mayakan au réseau national de pipelines (*National Pipeline System*). Il s'agit de la première des deux phases de développement qui permettront de doubler la capacité du gazoduc Mayakan à fournir de l'énergie propre aux foyers et industries de la péninsule du Yucatan.

En **Argentine**, ENGIE détient une participation de 64,2% dans Litoral Gas, une entreprise de distribution de gaz comptant plus de 740 000 clients et exploitant 13 350 km de réseaux. En outre, elle détient une participation de 46,7% dans Energy Consulting Services (ECS), une société de vente en électricité et en gaz et de conseil en énergie.

Au **Pérou,** ENGIE détient une participation de 62% dans ENGIE Energia Péru, à travers laquelle, il opère plus de 900 km de lignes de transport d'électricité.

En **Colombie**, ENGIE a ouvert un nouveau bureau de développement en 2019.

Au **Brésil**, ENGIE a fait son entrée dans le secteur du transport d'électricité en décembre 2017. ENGIE Brazil Energia (EBE) a remporté une vente aux enchères pour le projet Gralha Azul, comportant 1 000 km de lignes de transport électrique et cinq sous-stations électriques dans l'État de Paraná dans le sud du pays. En janvier 2020, ENGIE a acquis les projets Novo Estado auprès de Sterlite, concessionnaire chargé de la construction, de l'exploitation et de l'entretien de 1 800 kilomètres de lignes de transmission dans les États de Pará et de Tocantins, y compris la construction d'une nouvelle sous-station et la modernisation de trois sous-stations existantes dans les deux États. Le projet Gralha Azul sera presque entièrement opérationnel d'ici mars 2022, et le projet Novo Estado d'ici décembre 2022. Concernant ce dernier, la chute d'un pylône le 16 juillet 2021 a entraîné le décès de sept employés du sous-traitant Sigdo Koppers Ingeniería y Construcción (SKIC). Un groupe de travail a été constitué immédiatement pour enquêter sur les causes de ce terrible accident et proposer les mesures nécessaires pour éviter que cela ne se reproduise. Un plan d'action a été mis en place afin de renforcer les normes de sécurité, d'assurance qualité et de contrôle qualité d'ENGIE.

Dans le domaine des infrastructures de pipelines de gaz naturel, ENGIE a conclu l'acquisition de 100% des actifs de TAG en 2020. Cette acquisition s'est faite via le consortium constitué du groupe ENGIE à hauteur de 65% (par l'intermédiaire de GDFI) et de la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ) pour les 35% restants. TAG est une des principales sociétés de transport de gaz naturel sur le marché régulé au Brésil avec un réseau de gazoducs d'environ 4 500 km, soit 47% de l'ensemble des infrastructures gazières du pays. TAG compte 11 installations de compression de gaz, 12 points de réception de gaz (dont deux terminaux méthaniers) et 90 points de livraison de gaz. TAG transporte du gaz naturel vers 10 distributeurs de gaz (LDC), raffineries, usines d'engrais et centrales électriques. En 2021, TAG a signé son premier contrat avec un acteur privé (groupe UNIGEL), afin de répondre aux besoins de deux usines d'engrais situées dans les États de Bahia et de Sergipe, pour un volume total de 2,3 millions de mètres cubes par jour. La société a également commencé à recenser les agents intéressés par un accès à son infrastructure afin de planifier ses futurs investissements. Les principaux projets en cours de développement sont la connexion du terminal méthanier de Sergioe, un point de réception à Suape (État de Pernambuco), un nouveau point de livraison à Itagibá (État de Bahia) et une nouvelle station de compression dans le pipeline de Gasene.

Aux **États-Unis**, ENGIE continue à gérer l'actif GNL restant de la société, Neptune, situé au large des côtes de Boston, Massachusetts. Neptune demande à prolonger pour encore trois ans la suspension de sa licence d'exploitation, qui doit expirer en juin 2022. La suspension profite à ENGIE de deux façons : premièrement, elle réduit les charges d'exploitation car certaines activités ne sont pas nécessaires pendant la suspension ; deuxièmement, elle retarde les éventuels coûts de mise hors service qui pourraient être encourus autrement.

Au **Canada**, ENGIE détient une participation de 40% dans Intragaz, une société qui possède et exploite deux sites de stockage souterrain de gaz naturel dans des réservoirs épuisés de la région du Québec, avec une capacité totale de 157 millions de mètres cubes. Une expansion est en cours de développement en vue d'augmenter le taux de retrait de 25%, Le tarif actuel expire en 2023 et sa révision est en cours, avec une décision attendue pour fin 2022.

Évolutions réglementaires

Au **Chili**, la Commission nationale de l'énergie a publié en 2021 son rapport technique sur la procédure d'examen quadriennal des tarifs pour le transport régulé couvrant la période 2020-2023. Les résultats sont sous réserve de révision par un panel d'experts défini par la réglementation chilienne, dont la décision a été publiée le 12 janvier 2022. L'analyse de conformité juridique du décret qui établira les nouveaux tarifs sera effectuée par le Contrôleur Général de la République au cours du premier semestre 2022.

Au **Brésil**, après plusieurs années de discussions, une nouvelle loi sur le gaz a été approuvée par le Congrès brésilien et signée par le président Bolsonaro. Cette loi a pour objectif de créer les conditions nécessaires à l'ouverture du marché du gaz, après des années de monopole de la société pétrolière nationale, le géant Petrobras. Les principales difficultés résident dans la publication de certains décrets qui encadreront la loi et l'harmonisation de la législation entre les différents États et le gouvernement fédéral. Dans la chaîne du gaz, les activités en amont et intermédiaires sont régulées par une agence fédérale (ANP), tandis que les activités en aval relèvent d'un monopole d'État régulé par des agences locales.

1.6.2.4 Activités en Europe et dans le reste du monde

ENGIE est présent dans le domaine des infrastructures gazières en **Roumanie** via Distrigaz Sud Retele, filiale à 99,99% d'ENGIE Romania, elle-même détenue à 50.99% par le groupe ENGIE. Distrigaz Sud Retele est le principal distributeur de gaz naturel du pays. Il couvre la moitié sud de la Roumanie et exploite un réseau de distribution de 21 104 km fin 2021, servant près de deux millions de points de livraison.

Le Groupe est aussi actif dans le stockage de gaz naturel en Roumanie à travers sa filiale Depomures, détenue à 59%. Elle exploite un stockage de 3 TWh, soit 10% de la capacité de stockage de gaz naturel du pays.

En **Allemagne**, ENGIE détient une participation de 31,575% dans GASAG, la société de distribution de gaz de Berlin. Elle couvre également, via ses filiales, la région du Brandebourg. GASAG est active dans la commercialisation d'énergie et les services énergétiques. Cette participation fait l'objet d'une mise en équivalence dans les comptes d'ENGIE.

En dehors d'Europe, le Groupe conserve une veille sur de potentiels projets dans des infrastructures gazières dans des géographies où cela permettrait d'améliorer la trajectoire de décarbonation.

Évolutions réglementaires

En **Roumanie**, les nouveaux amendements apportés à la loi sur l'énergie en 2020 imposent aux distributeurs de gaz de raccorder gratuitement les ménages qui en font la demande. Ils imposent également d'étendre les réseaux de gaz dans toutes les localités de la région où ils détiennent une concession. Les coûts afférents sont reconnus dans les tarifs de distribution. Ces mesures conduisent à une très forte augmentation des demandes de raccordements.

1.6.3 GBU *Energy Solutions*

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	9 940	8 840	+12,4%
EBITDA	799	738	+8,3%

1.6.3.1 Missions, organisation et stratégie

Suite à la création d'EQUANS et à la cession des activités multi-techniques, la GBU *Energy Solutions* a été constituée avec l'objectif d'accélérer le développement autour des infrastructures d'énergies décentralisées et des services d'efficacité énergétique.

Les infrastructures d'énergie décentralisées regroupent :

- les réseaux de chaud et de froid ;
- la production d'énergie via des utilités bas-carbone sur site (biomasse, solaire thermique, géothermie, récupération de chaleur fatale) ;
- le solaire photovoltaïque décentralisé ;
- la mobilité bas-carbone (infrastructures de recharge électrique, stations biogaz, production et distribution d'hydrogène renouvelable (Section 1.6.4.4 "Activités Hydrogène") ;
- les offres globales de décarbonation des villes & l'éclairage public bas-carbone.

Concernant l'efficacité énergétique, les principaux services proposés sont :

- la gestion des énergies et le pilotage des installations avec un objectif de verdissement des approvisionnements (*green PPA*, autoconsommation, biométhane) ;
- l'exploitation efficace et la maintenance des systèmes de production et de distribution des installations de chaud et de froid dans les bâtiments ;
- la contractualisation et le pilotage de Contrats de Performance Énergétique (CPE) ;
- les Solutions intégrées de *facility management*.

La tête de GBU, au-delà d'être composée des fonctions permettant d'assurer un pilotage du périmètre global (Finance, Ressources Humaines, Juridique, Stratégie, RSE, Digital, Performance et HSE), contribue directement à l'atteinte des objectifs de développement définis.

Ainsi, une plateforme métier est mise en œuvre pour chaque activité exercée en lien avec les infrastructures d'énergie décentralisées. Son rôle est d'apporter un support de manière transverse aux différentes géographies en charge de leur développement en :

- les accompagnant par des actions de formation, de partage d'outils et de meilleures pratiques ;
- leur apportant expertises et compétences sur les projets en complément de leurs propres ressources.

En complément, ENGIE Impact est une entité spécialisée dans le conseil en décarbonation pour le compte de grand acteurs économiques, notamment les villes et territoires et les groupes industriels ou tertiaires. Elle les aide, dans le cadre de leurs ambitions en termes de décarbonation de leur activité, à définir une stratégie, les moyens nécessaires à sa mise en œuvre et les outils permettant d'en suivre l'exécution. De par ce positionnement au cœur des enjeux de ces acteurs, ENGIE Impact, tout comme Tractebel, peut faire émerger des opportunités pour les activités portées par la GBU *Energy Solutions*, mais aussi pour le reste du Groupe.

1.6.3.2 Activités en France

L'activité en France est portée sous la marque commerciale ENGIE Solutions, dédiée aux services *BtoB*. Elle s'adresse à l'ensemble des segments Villes, Industries et Entreprises tertiaires.

ENGIE Solutions, *leader* en France et en Outre-mer des infrastructures décentralisées d'énergie bas carbone et des services énergétiques associés, avec une base de 16 000 clients, les accompagne autour des trois objectifs suivants :

- la réduction de leur consommation d'énergie en améliorant notamment l'efficacité des bâtiments et de leurs installations thermiques ;
- un recours accru aux énergies renouvelables, notamment celles disponibles et produites localement ;
- une amélioration globale des cadres de vie et de travail par une plus grande intégration dans leur environnement tout en renforçant leur sécurité, confort et résilience.

Les 15 000 collaborateurs sont répartis sur l'ensemble du territoire français.

Stimulée par le plan de relance, l'activité 2021 a été marquée par la signature de nombreux contrats avec des acteurs tant publics que privés, dont :

- un Contrat de Performance Énergétique avec le ministère des Armées dans le cadre de la rénovation du camp de Mourmelon. Celui-ci intègre la construction et l'exploitation, pour une durée de 20 ans, d'une chaufferie associant biomasse et gaz naturel liquéfié ;
- un contrat avec Michelin quant à l'optimisation de la performance énergétique du site de Cataroux (Clermont-Ferrand). Au-delà de la gestion des actifs existants, celui-ci prévoit la construction et l'exploitation de nouvelles installations, ainsi que la récupération de chaleur jusqu'ici fatale. Celle-ci permettra de couvrir les besoins de chaud du site, ainsi que ceux de 4 000 logements via son intégration dans le réseau de chaud de la Métropole (détenu et opéré par ENGIE). Au global, les économies attendues sont une diminution de 50% de la consommation de gaz et la non-émission de 7 000 tonnes de CO_2 ;
- un contrat, d'une durée de 15 ans, avec INGREDIA pour la construction et l'exploitation d'une nouvelle chaudière biomasse. Ceci participera, par le recours à une énergie locale et renouvelable, au verdissement des activités de transformation et de valorisation du lait dans les Hauts-de-France ;
- un Contrat de Performance Énergétique, d'une durée de 8 ans, a été conclu avec le Groupement Hospitalier Territorial de Vendée ("GHT 85").

En parallèle, le déploiement de réseaux de chaleur et de froid auprès de collectivités de tailles différentes s'est poursuivi :

- la Ville de Paris a retenu le groupe ENGIE et son partenaire, le groupe RATP, pour gérer son réseau de froid. À partir du 5 avril 2022, la société Fraîcheur de Paris, codétenue par les groupes ENGIE (85%) et RATP (15%), deviendra l'opérateur du réseau de froid urbain de la Ville de Paris. La concession, d'une durée de 20 ans, couvrira la production, le stockage, le transport et la distribution d'énergie frigorifique de la ville. Avec un chiffre d'affaires prévisionnel de 2,4 milliards d'euros sur toute la durée du contrat, le réseau sera étendu de 158 km d'ici 2042 pour desservir de nouveaux clients dans l'ensemble des arrondissements de Paris. Ce développement ambitieux qui s'inscrit dans la démarche de décarbonation et d'adaptation au changement climatique de la Ville de Paris, offrant une alternative durable et compétitive aux solutions de climatisation traditionnelles ;
- ENGIE assurera la construction puis l'exploitation d'un nouveau réseau de chaleur à Châlons-en-Champagne jusqu'en 2041. Ce nouveau réseau permettra aux usagers qui le souhaitent, de souscrire à une offre d'énergie 100% décarbonée et locale. Alimenté à plus de 70% par la valorisation énergétique des déchets ménagers châlonnais, il fournira 10 000 équivalents logements, ainsi que l'usine Luzeal (jusqu'ici utilisatrice d'énergie fossile), en chaleur issue d'énergie renouvelable.

L'activité de distribution électrique qu'exerce ENGIE en Outre-mer a été marquée en novembre 2021 par le renouvellement de la concession de Nouméa, pour une durée de 15 ans, représentant un chiffre d'affaires de 1,5 milliard d'euros.

En matière de mobilité, ENGIE et CERTAS Energy France ont conclu un partenariat d'investissement pour construire et exploiter un réseau de super-chargeurs de véhicules électriques dans les stations-service autoroutières CERTAS (exploitées sous la marque ESSO) en France. ENGIE accompagne ainsi dans sa transition énergétique un acteur clé du réseau autoroutier, exploitant 460 stations. ENGIE est aussi un des premiers acteurs en France du développement des écosystèmes territoriaux de l'hydrogène pour les usages de la mobilité et de l'industrie.

Dans le cadre d'un plus grand recours aux énergies renouvelables par ses clients, ENGIE Solutions a étoffé ses offres d'électricité verte à leur intention. En bénéficiant du portefeuille d'actifs de production locale d'ENGIE, à l'exemple des barrages hydrauliques pyrénéens opérés par la SHEM (filiale d'ENGIE), des offres plus adaptées à des entreprises et collectivités locales leur sont proposées. Elles viennent compléter celles de *corporate PPA*.

En 2021, la GBU a également poursuivi ses efforts en matière de performance opérationnelle. Ainsi, le déploiement de Predity s'est achevé. Predity est une plateforme digitale de pilotage de la performance énergétique connectée pour une performance augmentée. L'équipe d'experts s'appuie sur des données remontées en temps réel 24h/24, 7j/7, par 25 000 capteurs connectés. Ces données sont consolidées dans un système d'information sécurisé afin de cibler, consulter et suivre l'intégralité des installations en toute simplicité.

1.6.3.3 Tractebel

Tractebel est reconnu comme une société d'ingénierie de premier plan dans les domaines de l'énergie, de l'eau et des infrastructures urbaines. Elle accompagne ses clients, publics et privés, dans leur transition vers la neutralité carbone.

Tractebel, avec 5 000 collaborateurs, est active dans 30 pays principalement.

Dans le secteur de l'énergie, Tractebel met son expertise et ses compétences au service de clients internes et externes au groupe ENGIE. Celles-ci couvrent les étapes de la conception, la planification, le développement et la supervision de la construction de projets. En 2021, Tractebel est notamment intervenu sur des projets :

- de nouvelles centrales électriques en Belgique pour ENGIE ;
- de champs éoliens en Afrique et en Asie comme Gulf of Suez (Egypte) pour ENGIE, Ras Ghareb (Egypte) et Hong Phong 4 (Vietnam) pour des tiers ;
- de photovoltaïques flottants, comme Cirata (Indonésie), ou terrestre ;
- de production d'hydrogène offshore et onshore comme Rhyno (Afrique de Sud), HyNetherlands (Pays-Bas) et Yuri (Australie).

Tractebel est également en charge de la conception, de la gestion et du pilotage de la construction d'un projet de renforcement d'un des corridors Nord-Sud du réseau électrique allemand.

Tractebel continue de faire bénéficier de grands opérateurs de son expertise et ses compétences acquises dans le domaine de l'énergie nucléaire. Tractebel déploie ainsi ses services auprès d'acteurs comme EDF en France, ESKOM en Afrique du Sud et NEK en Slovénie, en complément d'ENGIE en Belgique. Tractebel participe par ailleurs au développement du projet de construction d'ANGRA 3 au Brésil, ainsi que de nouveaux réacteurs sur les sites d'Hinkley Point et de Sizewell (Angleterre). Elle participe aussi à des projets d'envergure dans le domaine des réacteurs de recherche (PALLAS), sur les infrastructures de défense et de gestion de déchets nucléaires, ainsi que dans le domaine des petits réacteurs nucléaires modulaires (SMR).

Dans le secteur de l'eau, Tractebel intervient sur des barrages et projets hydroélectriques de toute taille, des systèmes d'irrigation, d'alimentation, d'assainissement et de distribution d'eau, ainsi que des infrastructures maritimes ou fluviales et de protection de côtes en lien avec le changement climatique. Tractebel réalise les études pour la Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) de Snowy 2.0 (Australie) et l'augmentation de capacité de Coo (Belgique). Elle intervient également sur des projets d'assainissement comme le projet Uharakhand (Inde).

Dans le secteur des infrastructures urbaines, Tractebel contribue à l'ingénierie de bâtiments, d'infrastructures de transport terrestre, et de villes, avec pour ambition d'accélérer le développement d'offres intégrées, visant à décarboner quartiers et territoires.

À l'aide du BIM et d'outils de modélisation et de simulation, Tractebel participe à différents projets d'infrastructures de transport collectif et de mobilité en Belgique, Allemagne, Inde, Chili et pour le projet du Grand Paris Express (France). Les équipes sont leader dans la conception de bâtiments à basse consommation d'énergie en Belgique et ont remporté cette année un Award au MIPIM ("Marché International des Professionnels de l'Immobilier") pour la conception de l'Hôpital de Liège (Belgique). Enfin, les équipes interviennent comme experts afin de développer la stratégie bas-carbone de Springfield City Group et de Monash University (Australie).

1.6.3.4 Activités à l'international

1.6.3.4.1 Europe (hors France)

Italie

ENGIE fournit, avec sa position de *leader* sur le marché, des solutions d'efficacité énergétique et des solutions d'utilités sur site aux entreprises et clients publics. Elle est l'un des principaux acteurs de l'éclairage public, avec plus de 550 000 points d'éclairage sous gestion, et a également continué à renforcer sa position dans les réseaux de chaud et de froid dans le nord de l'Italie en 2021, avec l'acquisition du réseau de chaleur de la ville de Verzuolo dans le Piémont. Ce réseau entièrement alimenté par de la biomasse issue de déchets industriels, dessert plus de 50 bâtiments publics et privés.

Allemagne

ENGIE est un acteur important du marché des utilités sur site au travers de contrats long-terme avec ses clients industriels ou tertiaires. Il participe activement à la conception, à l'exploitation et à la maintenance de solutions d'efficacité énergétique et détient des expertises spécifiques, notamment en réfrigération. Enfin, la GBU détient depuis plusieurs décennies des participations dans plusieurs *Stadtwerke* – i.e. des entreprises locales de production et de distribution d'énergie – faisant d'ENGIE en Allemagne un acteur ancré dans les territoires.

En particulier, Energie SaarLorLux, une co-entreprise avec la ville de Saarbrücken, met en œuvre la sortie progressive du charbon à Sarrebruck en remplaçant les anciennes centrales à charbon par une nouvelle centrale de cogénération de chaleur et d'électricité au gaz qui sera mise en service en 2022.

Enfin, ENGIE et GASAG ont remporté un contrat d'envergure pour la fourniture d'une infrastructure énergétique décentralisée, des solutions de mobilité, de digitalisation et des services aux résidents dans le cadre du nouveau quartier intelligent bas carbone "Das Neue Gartenfeld" à Berlin, qui accueillera 10 000 habitants d'ici 2029.

Espagne

ENGIE est active dans les services de conception et de maintenance, dans la fourniture de solutions d'efficacité énergétique et dans les utilités sur site. Il est un acteur important des villes via plusieurs réseaux de chaleur et de froid urbains, notamment à Barcelone.

Portugal

ENGIE distribue le chauffage et la climatisation à la ville de Lisbonne par l'intermédiaire de sa filiale Climaespaço, et fournit des services d'exploitation et de maintenance et des solutions d'efficacité énergétique.

Slovaquie et Pologne

ENGIE est un acteur majeur des réseaux de chaleur urbains. Il fournit également des services de conception, d'exploitation et de maintenance dans ces deux pays, ainsi qu'en Roumanie.

1.6.3.4.2 États-Unis

États-Unis

ENGIE intervient dans les solutions d'efficacité énergétique, en particulier pour le secteur public – gouvernements locaux, écoles, hôpitaux – et développe depuis plusieurs années des partenariats majeurs notamment pour les universités. En avril 2021, ENGIE et l'université de Georgetown ont annoncé un partenariat sur 50 ans confiant à ENGIE la gestion des infrastructures énergétiques et techniques. ENGIE est également active dans les solutions de solaire décentralisé ainsi que dans les cogénérations industrielles au travers de contrat long terme.

Brésil

ENGIE intervient dans le développement et la mise en œuvre de solutions intégrées axées sur la réduction des coûts et l'amélioration des infrastructures pour les entreprises et les villes. Ses principales activités sont l'efficacité énergétique, la gestion de l'énergie, ainsi que l'éclairage public.

1.6.3.4.3 Asie, Moyen-Orient et Afrique

Pays du Golfe

- ENGIE détient une participation de 40% dans la société Tabreed (National Central Cooling Company PJSC), *leader* dans les pays du Conseil de Coopération du Golfe (CCG) des réseaux urbains de froid. L'entreprise distribue l'équivalent d'un million de tonnes de froid. Tabreed a connu plusieurs succès commerciaux depuis 2020 avec l'acquisition des réseaux de froid de Downtown à Dubaï et les centrales froid de Masdar (Émirats Arabes Unis).

La GBU propose également des services d'exploitation et de maintenance énergétique à des industriels et grands clients tertiaires dans la région.

Asie du Sud-Est

La GBU dispose de solides capacités dans la maintenance technique, l'efficacité énergétique et les systèmes urbains de refroidissement pour fournir des offres clés en main à faible émission de carbone. ENGIE a conclu en 2021 un partenariat avec LOGOS pour accélérer le développement et le financement de solutions et de production d'énergie renouvelable pour le portefeuille d'actifs et de clients de LOGOS, avec un focus particulier sur le solaire PV à Singapour et en Australie. La GBU a également signé en 2021 un partenariat avec Jurong Town Corporation (JTC) pour construire et opérer un système intégré du réseau de froid urbain du quartier digital de Punggol à Singapour, permettant à ENGIE de poursuivre son travail en faveur de l'efficacité énergétique dans la région.

1.6.4 GBU Production Thermique & Fourniture d'Énergie

1.6.4.1 Missions, organisation et stratégie

La GBU Production Thermique & Fourniture d'Énergie regroupe les activités de :

- Production thermique (production d'électricité à partir de gaz et de charbon et biomasse, stockage d'énergie par pompage-turbinage et batterie, dessalement d'eau de mer) ;
- Fourniture d'énergie *BtoC* (ventes d'électricité et de gaz, services énergétiques, accès à l'énergie) ;
- Production d'hydrogène renouvelable à grande échelle. La GBU est également responsable de la coordination de l'ensemble des activités hydrogène au sein du Groupe.

Ces trois activités partagent le même défi – mais aussi la même opportunité – lié à la réduction des émissions de CO_2.

La GBU contribue au développement du Groupe et à la préparation de l'avenir en générant près du tiers de l'EBITDA. Elle apporte une expertise industrielle et un savoir-faire dans le digital. En plus d'équilibrer l'exposition financière du Groupe, les activités de la GBU Thermique et Fourniture d'Énergie permettent de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'énergie) et de flexibilité aval (effacement de la consommation des clients *BtoC*). Elles apportent également des solutions pour décarboner l'industrie avec l'hydrogène renouvelable. Le rôle de la GBU est donc clé dans la transition énergétique.

1.6.4.2 Activités Thermique

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	4 089	3 281	+24,6%
EBITDA	1 628	1 708	-4,7%

1.6.4.2.1 Europe

Le marché en Europe accélère sa transition vers une production d'énergie moins intensive en carbone. Le marché de l'énergie européen, orienté par des évolutions réglementaires européennes et nationales, se caractérise par un programme de fermeture important des sources de production au charbon, couplé d'une sortie du nucléaire en Allemagne et en Belgique. Les centrales au gaz naturel ont un rôle clé à jouer aujourd'hui en offrant la flexibilité nécessaire sur les marchés de l'énergie, à côté de solutions naissantes telles que les batteries. Différents mécanismes de rémunérations en faveur des producteurs d'électricité (mécanisme de réserve de capacité, réserve stratégique etc.) se mettent en place à l'initiative des gouvernements (Belgique, Italie, France, Royaume-Uni). Ces mécanismes permettent aux capacités existantes de rester opérationnelles.

En Europe, ENGIE gère un portefeuille d'actifs de production thermique d'une puissance installée de 19,4 GW dans sept pays européens (France, Belgique, Pays-Bas, Italie, Royaume-Uni, Portugal, et Espagne), qui comprend ses propres centrales et des actifs décentralisés chez des clients. La répartition de la puissance installée par technologie est la suivante : gaz (14,6 GW), stockage d'énergie par pompage - turbinage (3,3 GW), biomasse et autres (1,5 GW). Dans le cadre du recentrage géographique du Groupe, ENGIE a vendu ses activités thermiques en Grèce.

En complément, en Europe, ENGIE offre à de gros sites industriels des solutions en matière de fourniture d'énergie, d'exploitation et/ou de maintenance. Elle s'appuie sur la proximité avec ses clients et ses références solides pour les aider à relever les défis de la transition énergétique.

Évolutions réglementaires

Suite à la promulgation du *Green Deal* Européen, la Commission européenne a proposé d'accélérer la réduction d'émission de CO_2 d'ici 2030. Différents pays européens ont engagé la sortie de la production d'électricité à partir du charbon. Ces tendances marquées incitent à accélérer l'étude des solutions de décarbonation de leurs actifs, tandis que des mécanismes de rémunération des capacités électriques voient également le jour pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

1.6.4.2.2 Amériques

En Amérique du Nord, ENGIE possède et exploite la centrale électrique à cycle combiné au gaz naturel de West Windsor de 128 MW, située en Ontario, au Canada. West Windsor est entièrement sous contrat avec l'Ontario Independent Electricity System Operator. En outre, ENGIE détient une participation de 35% dans EcoElectrica, une centrale électrique à cycle combiné au gaz naturel de 548 MW située à Porto Rico et qui comprend un réservoir de stockage de GNL de 160 000 mètres cubes et des installations de déchargement. EcoElectrica dessert l'île dans le cadre d'un accord à long terme avec PREPA - Puerto Rico Electric Power Authority.

ENGIE Brasil Energia (EBE), filiale du Groupe, exploite une centrale à charbon de 361,2 MW à Pampa Sul. La centrale à charbon de Jorge Lacerda de 773 MW a été vendue en octobre 2021.

Au **Pérou**, ENGIE, via ENGIE Energía Perú, exploite ChilcaUno et ChilcaDos, deux centrales électriques à cycle combiné alimentées au gaz naturel situées à proximité de la capitale Lima, ainsi que les centrales électriques à cycle ouvert Peaky et Nodo Energetico (gaz naturel/diesel), toutes deux situées dans la ville d'Ilo, au sud du Pérou. Au total, ces centrales représentent 20 73 MW. ENGIE exploite également la centrale au charbon d'Ilo21, qui sera démantelée en 2022 dans le cadre de la stratégie de décarbonation d'ENGIE au Pérou.

Au **Chili**, ENGIE, via ENGIE Energía Chile, dispose d'une large infrastructure thermique dans le nord du Chili. Le Groupe exploite à Tocopilla deux centrales au charbon de 268 MW, qui seront retirées du service courant 2022, et un cycle combiné au gaz naturel de 399 MW. En complément, il possède à Mejillones un cycle combiné au gaz naturel de 246 MW, deux centrales au charbon de 340 MW qui seront retirées du service en 2024, une centrale au charbon de 350 MW, qui sera convertie au gaz naturel en 2025 et deux centrales à lit fluidisé au charbon qui seront converties à la biomasse en 2025. Outre ces actifs de génération, un gazoduc de 1 091 km est exploité pour fournir le gaz au cycle combiné et importer du gaz argentin lorsque celui-ci est disponible. Enfin 55 MW de turbines à gaz et moteurs diesels font partie du parc de génération d´EECL. Deux ports historiquement conçus pour importer le charbon des centrales thermiques présentent une opportunité de reconversion pour une activité d'importation ou d'exportation (minerais de cuivre par exemple).

Au **Mexique**, ENGIE Mexico exploite deux centrales de cogénération à gaz représentant une capacité combinée de près de 300 MW.

1.6.4.2.3 Afrique, Moyen-Orient et Asie

À Singapour, ENGIE détient une participation de 30% dans Senoko Energy, qui exploite un portefeuille d'actifs de production d'énergie d'une capacité combinée de 2 592 MW. Senoko est présent sur le marché de la vente de détail d'électricité aux segments B2B et B2C, ce dernier étant ouvert depuis le 1er mai 2019.

Dans les pays du CCG, ENGIE intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs. ENGIE vend l'électricité et l'eau produites dans le cadre de contrats publics d'achat d'électricité et d'eau à long terme. ENGIE est un des premiers développeurs et opérateurs privés d'électricité et d'eau dans la région. Les capacités de production électriques totales de 31 GW desservent plus de 40 millions de personnes. Les installations de dessalement en exploitation ou en construction produisent près de 7 millions de m^3 d'eau/jour. En 2021, ENGIE a gagné le contrat de Jubail 3B en Arabie saoudite avec une capacité de 110 000 m^3 d'eau/jour.

Au Pakistan, ENGIE détient à 100% deux centrales au gaz à cycle combiné (CGCC) pour une capacité totale de 932 MW. L'électricité produite est vendue dans le cadre de contrats d'achat d'électricité à long terme aux entreprises de distribution.

En Turquie, ENGIE détenait une participation majoritaire dans la CGCC de Baymina, avec une capacité de production totale de 763 MW. La centrale a été cédée en 2021.

En Afrique, ENGIE détient une participation minoritaire en Afrique du Sud dans deux centrales diesel à cycle ouvert pour une capacité totale de 1 005 MW et une participation minoritaire au Maroc dans la centrale à charbon de Safi avec une capacité de production totale de 1 386 MW.

En Australie, ENGIE détient plusieurs participations majoritaires de centrales au gaz pour une capacité totale de 1 000 MW.

1.6.4.3 Activités Fourniture d'Énergie

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	13 237	10 792	+22,7%
EBITDA	445	433	+2,6%

L'activité de Fourniture d'Énergie se concentre sur la France, la Belgique, l'Italie, la Roumanie et l'Australie. ENGIE s'adresse à la fois aux clients particuliers et aux petits clients professionnels. L'activité repose sur la fourniture de contrats d'énergie (gaz et électricité) et la vente de services de décarbonation.

Sur tous les marchés où ENGIE opère, l'ambition est d'être un leader de la fourniture d'énergie et des solutions de transition énergétique.

Pour cela, les priorités sont de commercialiser :

- **des contrats d'énergie verte** avec des solutions digitales de pilotage des consommations par le budget ou par le confort ;
- **des services de confort vert** : installation, maintenance et surveillance d'équipements thermiques performants (pompes à chaleur, chaudières très haute performance, ballons d'eau chaude, chaudières à bois) ;
- **des services de mobilité propre** : installation de bornes de recharge, solutions de recharge, location de véhicules électriques, etc. ;
- **des services de décentralisation énergétique** (équipements des toitures solaires, gestion des batteries fixes ou embarquées et modulation de la puissance électrique appelée) ;
- **des services d'équilibrage et de capacités aux acteurs du système électrique** par l'intermédiaire de centrales virtuelles qui agrègent les flexibilités des clients résidentiels.

En 2021, ENGIE comptait 19 millions de contrats énergie et 2,9 millions de contrats services. En France, ENGIE reste *leader* de la vente de gaz et 1er *challenger* en électricité. En Belgique, le Groupe est numéro un en gaz comme en électricité et en Roumanie *leader* sur la fourniture de gaz. Sur le marché des services de décarbonation, le Groupe déploie de nombreuses solutions qui en font un acteur de référence et contribuent à sa croissance.

Les ventes de contrats d'électricité verte se sont maintenues à bon rythme et à fin 2021 plus de 60% des contrats d'électricité gérés par ENGIE sont des contrats verts. Les services de décarbonation progressent également à bon rythme avec des beaux succès enregistrés : +100% d'installation de bornes de recharge en Belgique, +100% de vente de toitures solaires en France et +100% de flexibilité gérée en Australie.

En 2021, ENGIE a par ailleurs poursuivi ses innovations en faveur de la transition énergétique et a lancé de nouvelles offres permettant à ses clients de consommer moins et mieux : "Mon pilotage gaz" (France) qui permet de piloter ses consommations en fonction d'une consigne de budget, "Mon pilotage élec" (France) qui permet de piloter à partir d'une consigne de température, offre de pilotage de stockage pour optimiser l'autoconsommation solaire (Belgique), offres de recharge en itinérance du véhicule électrique (Belgique, France), installation de photovoltaïque (Italie, Roumanie), effacement comportemental (Australie), etc.

Évolutions réglementaires

En France, ENGIE fournit 2,8 millions de clients *BtoC* en gaz aux tarifs réglementés. Pour maintenir un tarif abordable dans le contexte actuel de prix des matières premières, le gouvernement français a décidé de mettre en place un gel des tarifs réglementés à partir du 1er novembre 2021 et ce jusqu'au 30 juin 2022. La loi de finances pour 2022 instaure la prise en charge par l'État des pertes de recette liées au gel du Tarif de Réglementé de Vente (TRV) au titre des charges de service public.

ENGIE Energy Access

ENGIE Energy Access développe des solutions solaires hors réseau innovantes pour les foyers, les services publics et les entreprises, permettant aux clients d'accéder à une énergie propre et abordable. Les systèmes solaires domestiques et les mini-réseaux favorisent le développement économique, en permettant une utilisation productive de l'électricité et en créant des opportunités commerciales pour les entrepreneurs des communautés rurales.

ENGIE Energy Access est la première entreprise hors réseau d'Afrique avec une présence dans neuf pays (Bénin, Côte d'Ivoire, Kenya, Mozambique, Nigeria, Ouganda, Rwanda, Tanzanie et Zambie), plus d'1,3 million de clients et plus de 6,5 millions de personnes impactées.

1.6.4.4 Activités Hydrogène

1.6.4.4.1 Missions et Stratégie

L'hydrogène est un vecteur énergétique clé de la transition, dans lequel ENGIE souhaite développer des positions fortes sur l'ensemble de la chaîne de valeur : production, infrastructures, mobilité et négoce d'hydrogène.

En **Europe**, le Groupe bénéficie de son portefeuille de clients industriels et de collectivités locales (GBU *Energy Solutions*) ainsi que d'importantes capacités de production d'énergie renouvelable et du savoir-faire commercial de GEMS.

En **France**, le Groupe se développe autour des infrastructures de transport (GRTgaz) et de stockage (Storengy) existantes qui sont au cœur de la future dorsale hydrogène européenne.

À l'**internationa**l, il s'appuie dans les pays à faible coût de renouvelables où le Groupe a des positions fortes.

1.6.4.4.2 Description des activités

La GBU Production Thermique & Fourniture d'Énergie assure le rôle de coordination de l'ensemble des activités hydrogène du Groupe qui sont développées dans les différentes GBU en fonction de leurs expertises relatives.

Production d'hydrogène renouvelable à grande échelle : ENGIE a une approche globale et progressive en développant des projets d'envergure avec des clients industriels dans les zones géographiques les plus favorables. Le Groupe conçoit des modèles d'offres réplicables pour les segments ciblés. Un certain nombre de projets à grande échelle sont en cours de développement avec des acteurs clés, tels que Yara en Australie ou Enaex au Chili, Gasunie aux Pays-Bas, et TotalEnergies en France. La plupart de ces projets pourront, à terme, conduire à la mise en œuvre de projets de grande envergure (à l'échelle du GW).

En Europe, ENGIE vise les industries difficiles à décarboner autrement. L'électrification n'est en effet pas possible ou économiquement viable dans certaines activités industrielles pour lesquelles le vecteur hydrogène est une solution.

À l'international, ENGIE se concentre sur les géographies à faibles coûts des renouvelables comme les États-Unis, l'Australie, le Chili et le Brésil. Les industries minières forment également des écosystèmes favorables dans lesquels l'hydrogène renouvelable sera compétitif à plus court terme pour un usage de mobilité industrielle lourde.

ENGIE a ainsi signé en 2021 une alliance stratégique avec Masdar, un des acteurs majeurs des énergies renouvelables dans les pays du Golfe, afin de co-développer un pôle d'hydrogène vert basé aux Émirats arabes unis. Les deux entreprises cherchent à déployer des projets d'une capacité d'au moins 2 GW d'ici 2030, avec un investissement total de l'ordre de 5 milliards de dollars US. Elles visent dans un premier temps l'approvisionnement local, avant de développer des capacités d'exportation.

ENGIE s'est fixé pour objectif d'atteindre 0,6 GW de capacité d'électrolyse en 2025, et 4 GW en 2030.

Mobilité : ENGIE, via la GBU *Energy Solution*s est un des premiers acteurs en France du développement des écosystèmes territoriaux de l'hydrogène pour les usages de la mobilité et de l'industrie. Elle finance, conçoit et exploite des systèmes décentralisés de production d'hydrogène par électrolyse et des stations de recharge à destination des opérateurs publics et privés des transports. Elle vise 50 stations de recharge en hydrogène en 2025, et plus de 100 en 2030 (Section 1.6.3.2).

Infrastructures : L'adaptation et la conversion de ses infrastructures au développement de l'hydrogène est une priorité pour le Groupe. GRTgaz est fortement impliqué dans le développement d'une dorsale européenne de l'hydrogène avec de premiers projets concrets comme le projet MosaHYc. Storengy développe un service de stockage souterrain d'hydrogène, en cherchant à coupler site de production et de stockage afin de permettre une fourniture fiable et flexible d'hydrogène (projets HyPSTER et HyGreen). L'objectif du Groupe est d'atteindre 170 km de réseau de transport d'hydrogène en 2025 et 700 km en 2030, ainsi que de disposer de 270 GWh de stockage en 2025, et 1 TWh en 2030 (Section 1.6.2.2.2 "GRTgaz" et Section 1.6.2.2.4 "Storengy").

Négoce d'hydrogène : GEMS ambitionne de développer une position de *leader* sur le marché de gros de l'hydrogène, en développant un portefeuille d'approvisionnement diversifié, de la vente avec services adaptés aux besoins de chaque client et la fourniture en électricité et gaz des sites de production d'hydrogène.

En matière d'innovation, ENGIE soutient l'investissement dans le développement des technologies de l'hydrogène. Un partenariat a été signé avec Ariane Group dans le domaine de la liquéfaction d'hydrogène renouvelable, afin de décarboner les transports lourds et de longue distance. Le Groupe a également développé une technologie propriétaire pour identifier les zones de forte production d'hydrogène naturel, bas carbone et compétitif, que Storengy ambitionne d'exploiter au travers de forages.

Évolutions réglementaires

Dans le cadre de sa trajectoire de neutralité carbone, l'Union européenne souhaite massivement développer la production d'hydrogène bas carbone avec un objectif ambitieux de 40 GW de capacité d'électrolyse en Europe en 2030. Des cibles contraignantes de consommation et de limitation d'émissions de gaz à effet de serre ont été fixées dans l'industrie dans le cadre du package européen *Fit for 55*. Ces évolutions sont positives et démontrent une volonté politique mais doivent encore être concrétisées. ENGIE œuvre pour réduire les freins en place et faire évoluer le cadre réglementaire.

1.6.5 Nucléaire

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires[1]	56	39	+43,6%
EBITDA	1 413	415	+240,5%

1.6.5.1 Missions et stratégie

L'entité opérationnelle Nucléaire est dédiée à la gestion opérationnelle des sept réacteurs nucléaires en Belgique, ainsi que des droits détenus dans deux centrales d'EDF en France.

L'entité opérationnelle est structurée autour des priorités suivantes :

- assurer la disponibilité optimale des centrales nucléaires pendant leur phase d'exploitation et contribuer ainsi à la production d'électricité de base décarbonée ;
- préparer l'arrêt et le démantèlement du premier réacteur dès 2022, tant sur le plan technique qu'organisationnel.

La sûreté nucléaire est au cœur de ces priorités. Le dispositif de sûreté nucléaire en place fait l'objet d'un renforcement continu, en étroite collaboration avec les autorités de sûreté nucléaire.

1.6.5.2 Description des activités

Les implantations de l'entité en Belgique sont réparties à Doel, Tihange, et Bruxelles. Le Groupe exploite et opère, dans le respect des normes de sécurité et sûreté nucléaire les plus strictes, les centrales nucléaires de Doel et de Tihange. Ces centrales représentent une capacité installée totale en Belgique de 5 943 MWe (dont 897 MWe en partenariat avec le groupe EDF). De plus, le Groupe possède 1 118 MWe de droits dans les centrales de Tricastin et de Chooz B en France.

Le cadre juridique en place prévoit l'exploitation des centrales nucléaires en Belgique jusqu'en 2025. Il définit, entre autres, les paramètres économiques sous-tendant l'extension de la durée de vie de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 jusqu'en 2025, ainsi que le mécanisme de calcul de la contribution nucléaire que doit payer Electrabel.

Le Groupe assume des obligations, résultant de l'application de la loi belge du 11 avril 2003, relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires. À la suite de la révision triennale des provisions nucléaires conduite en 2019 sous l'autorité de la Commission des provisions nucléaires, les scénarios techniques pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ont été revus.

Les taux d'actualisation des provisions nucléaires s'établissent à respectivement 3,25% pour les provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et 2,50% pour les provisions pour démantèlement des sites de production nucléaire, avec un taux d'inflation inchangé à 2%. Les provisions nucléaires s'élèvent à ce jour à 15,1 milliards d'euros. Le prochain exercice de révision est prévu pour 2022.

Évolutions réglementaires

Dans son accord de gouvernement en date du 30 septembre 2020, le gouvernement fédéral belge confirme la sortie complète et définitive de la production d'électricité nucléaire en 2025, telle que déjà prévue par la loi sous réserve des conclusions d'un rapport sur la sécurité d'approvisionnement. Ce rapport a été remis au gouvernement le 3 décembre dernier. En marge du Conseil des ministres du 23 décembre 2021, le gouvernement a estimé que les capacités contractées dans le cadre du mécanisme de capacité devaient permettre de faire face aux besoins du pays en 2025 si elles obtiennent toutes leur permis. Il s'est néanmoins donné la possibilité de reconsidérer sa position quant à la prolongation de 2 GW de capacité nucléaire au mois de mars 2022 si nécessaire. Une telle prolongation d'ici 2025 est devenue impossible dans le cadre réglementaire actuel.

La ministre de l'Énergie a présenté en décembre les grandes lignes de la réforme envisagée du cadre légal des provisions nucléaires adoptée par le Conseil des ministres du 23 décembre 2021 et à discuter au parlement en 2022. La réforme prévoit notamment le financement complet des provisions nucléaires d'ici 2030 et un renforcement du contrôle de la Commission des provisions nucléaires sur certaines décisions relatives au capital d'Electrabel et à Synatom. La nouvelle loi sur les provisions nucléaires pourrait être votée d'ici la mi-2022.

(1) Chiffre d'affaires après élimination des opérations intra-groupes de 1 705 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 129 millions d'euros au 31 décembre 2020)

1.6.6 Autres - dont *Global Energy Management & Sales (GEMS)*

Chiffres clés

en millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	20 183	11 664	+73,0%
EBITDA	457	189	+141,8%

Le secteur reportable "Autres" recouvre les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie et de fourniture *BtoB* (*Global Energy Management &* Sales (GEMS)), de GTT, ainsi que du *corporate* et des *holdings*. La majeure partie des résultats du secteur "Autres" est attribuable à GEMS.

1.6.6.1 Missions et stratégie de GEMS

Avec des bureaux dans 15 pays et huit principales plateformes commerciales, l'entité *Global Energy Management & Sales* (GEMS) opère dans le monde entier. Elle fournit des solutions en matière d'énergie et de gestion de l'énergie afin d'accompagner ENGIE et ses clients dans leur transition vers une économie neutre en carbone. GEMS a deux principales missions :

- optimiser la valeur des actifs énergétiques, gaziers et renouvelables du Groupe, gérer les risques de portefeuille pour le compte d'ENGIE sur l'ensemble de ses marchés, et contribuer à la compétitivité des *Global Business Units* du Groupe ;
- assurer un avenir énergétique sûr et durable à plus de 120 000 clients externes dans plus de 50 pays, en développant des activités commerciales innovantes et compétitives.

Outre sa situation de leader sur les marchés européens de gros du gaz naturel et de l'électricité, GEMS vise à développer la même position de leader dans les gaz renouvelables et bas carbone (biométhane, hydrogène). Plus largement, l'entité poursuit le plan de croissance ambitieux de son portefeuille de gestion en énergies vertes, qui comprend les énergies renouvelables, les énergies à faibles émissions de carbone et le gaz vert, la biomasse durable, les garanties d'origine et les certificats verts. À cet égard, GEMS développe la gestion des accords d'achat d'énergies renouvelables à long terme, les "PPA verts".

La stratégie de GEMS pour développer son portefeuille en énergies vertes est soutenue par des initiatives de changement culturel et des programmes de formation spécifiques, ainsi que par la prise en compte de critères sociaux, environnementaux et d'émissions de carbone dans le processus décisionnel.

1.6.6.2 Activités de GEMS

Les activités de GEMS sont réparties autour de quatre grands domaines d'expertise.

Approvisionnement en énergie : GEMS propose des solutions d'approvisionnement en gaz naturel, en gaz verts et bas carbone (biométhane, hydrogène), en électricité, en GNL et en biomasse, ainsi que des accords d'achat d'énergies renouvelables à des clients professionnels et à d'importants clients industriels, ainsi qu'aux autres entités commerciales d'ENGIE.

Services de gestion des actifs et de flexibilité : en ce qui concerne la gestion des actifs d'énergie, GEMS assure la répartition et l'optimisation des actifs de production d'énergie d'ENGIE ainsi que des actifs de tiers. S'agissant de la gestion des actifs gaziers, GEMS gère l'approvisionnement en amont, le transport et la capacité de stockage du gaz, et valorise et optimise la flexibilité des actifs sur les marchés.

Gestion des risques et accès au marché : GEMS gère les risques du portefeuille énergétique physique et financier grâce à des stratégies de couverture sur mesure, un accès compétitif au marché et une expertise de premier ordre.

Solutions d'énergies vertes et bas carbone : Grâce à sa position de *leader* sur le marché et à l'innovation, GEMS propose des solutions personnalisées pour aider ses clients à atteindre leurs objectifs Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG) (garanties d'origine, traçabilité de l'énergie, compensations, efficacité énergétique). L'entité développe également les activités suivantes : achat et vente de biométhane, d'hydrogène renouvelable et bas carbone pour développer un portefeuille d'approvisionnement diversifié et des services adaptés à chaque client ; approvisionnement en électricité et en gaz des sites de production d'hydrogène, ainsi que leur optimisation.

En 2021, ENGIE a conclu de nouveaux contrats et lancé différents partenariats, notamment :

- ENGIE et Google ont signé un accord pour la fourniture en continu d'énergie décarbonée en Allemagne, marquant une nouvelle tape dans la collaboration entre les deux groupes. D'une durée de trois ans, cet accord contribuera à la réalisation de l'objectif Carbon-Free Energy (énergie décarbonée, CFE) que Google s'est fixé à l'horizon 2030 portant sur ses centres de données, ses plateformes *cloud* et ses bureaux dans le monde entier. Cette solution innovante a été rendue possible grâce aux activités mondiales de gestion de l'énergie de GEMS ;
- ENGIE a lancé l'optimisation des six centrales hydroélectriques de Movhera au Portugal, d'une capacité totale de 1,7 GW, avec l'envoi aux centrales des premières instructions de distribution optimisée de l'énergie *(dispatching)*. GEMS fournit les services d'optimisation, qui comprennent les analyses météorologiques et analyses du marché, les offres de marché journalières et infrajournalières, la nomination au gestionnaire de réseau de transport, les instructions de distribution en temps réel et des services auxiliaires ;
- ENGIE a signé un contrat d'approvisionnement avec la RATP pour alimenter les bus GNV en biométhane produit en Île-de-France ;
- ENGIE et Equinor ont signé un protocole d'accord visant à étudier le potentiel de production et de commercialisation d'hydrogène bas carbone obtenu à partir de gaz naturel, avec capture et stockage de carbone offshore.

Évolutions réglementaires

La Commission européenne a publié le 14 juillet son programme climatique *"Fit for 55"* (Ajustement à l'objectif 55), ensemble de lois visant à donner corps à l'objectif de réduction des émissions de carbone de -55% d'ici à 2030, à titre d'étape intermédiaire vers l'objectif de neutralité climatique en 2050 fixé par le Pacte vert de l'UE. Les principaux éléments ayant un impact pour GEMS sont la mise à niveau de la Directive sur les énergies renouvelables de 2018, avec le renforcement du rôle des garanties d'origine, l'expansion du système d'échange de quotas d'émission aux secteurs de la construction et du transport, et l'introduction d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, qui inclut les importations d'électricité. Les importations de gaz naturel seront traitées dans le cadre de la stratégie de l'UE pour la réduction des émissions de méthane, tandis que l'amélioration de la conception du marché du gaz et l'encadrement du marché de l'hydrogène seront définis dans le prochain "paquet décarbonation". Suite à la forte hausse des prix des matières premières énergétiques observée au niveau mondial, la Commission européenne a présenté le 13 octobre sa "boîte à outils", composée d'un ensemble de mesures à court et moyen terme visant à limiter l'impact de la hausse des prix sur les factures des utilisateurs finaux européens.

1.6.7 Activités non poursuivies - EQUANS

Dans le cadre de sa stratégie de simplification et de recentrage sur ses métiers industriels historiques, ENGIE a rassemblé ses services multi-techniques au sein d'une nouvelle entité distincte : EQUANS, en place depuis le 1er juillet 2021. Cette entité est un *leader* mondial des services multi-techniques.

EQUANS a pour vocation d'aider les entreprises, industries et villes à mettre en œuvre leur transition énergétique, industrielle (automatisation, digitalisation, etc.) et numérique (exploitation des données, IOT, IA, etc.). Elle intègre solutions et services de pointe au plus près du besoin de performance de ses clients.

Ainsi, EQUANS conçoit, installe et exploite des solutions sur mesure en vue d'améliorer les équipements et processus techniques de ses clients et d'optimiser leurs usages. EQUANS accompagne les industriels, entreprises tertiaires, villes et infrastructures (dont les systèmes d'énergie et de transport) pour rendre ces trois transitions possibles.

Pour ce faire, EQUANS offre une combinaison unique d'expertises : génie électrique, génie climatique, réfrigération et sécurité incendie, génie mécanique, solutions digitales, *facility management*, afin de fournir des solutions et services à ses clients :

- des services de proximité : EQUANS s'adresse à des marchés pour lesquels la proximité et la densité du réseau sont importantes (en particulier pour les bâtiments et bureaux issus des domaines privés et publics, les bâtiments industriels, l'habitat collectif et les villes et territoires) ;
- des processus et services de spécialité : EQUANS apporte des savoir-faire d'excellence dans des domaines hautement spécialisés où l'expertise est un facteur clé de différenciation : comme dans les domaines des transports publics, des infrastructures énergétiques, de certaines industries spécialisées (comme le nucléaire, la défense ou la marine) ou encore dans les processus industriels critiques.

Le 6 novembre 2021, ENGIE est entré en négociations exclusives avec le groupe Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS, au terme d'un processus rigoureux et compétitif. L'offre ferme de Bouygues s'élève à 7,1 milliards d'euros. La finalisation de la cession est attendue au 2nd semestre 2022, une fois mené à bien le processus d'information-consultation des Instances Représentatives du Personnel compétentes d'ENGIE et sous réserve de l'obtention des autorisations des autorités réglementaires et de la levée des conditions suspensives usuelles.

1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements

Le Groupe détient en propriété ou en location un nombre important d'immobilisations industrielles à travers le monde. De nombreuses activités du Groupe impliquent l'exploitation de très grandes usines dont le Groupe ne détient toutefois pas toujours l'entière propriété.

Au 31 décembre 2021, le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux méthaniers et des stockages dans plus de 40 pays.

Les tableaux suivants présentent les principales installations en service dont le Groupe est, en tout ou partie, propriétaire. Les propriétés en location sont traitées dans la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés".

Centrales électriques (capacités > 400 MW hors unités en construction)

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(MW)*	Type de centrale
Afrique du Sud	Avon	669	Fioul
Arabie saoudite	Fadhili	1 501	Gaz naturel
	Marafiq	2 744	Gaz naturel
	Ju'aymah	469	Gaz naturel
	Shedgum	468	Gaz naturel
	Uthmaniyah	468	Gaz naturel
	Riyadh PP11	1 729	Gaz naturel
Australie	Pelican point	489	Gaz naturel
Bahreïn	Al Dur	1 224	Gaz naturel
	Al Ezzel	940	Gaz naturel
	Al Hidd	929	Gaz naturel
Belgique	Amercœur	451	Gaz naturel
	Coo	1 080	Pompage hydraulique
	Doel	2 934	Nucléaire
	Drogenbos	460	Gaz naturel
	Herdersbrug	423	Gaz naturel
	Tihange	3 008	Nucléaire
Brésil	Cana Brava	439	Hydroélectrique
	Estreito	1 068	Hydroélectrique
	Jaguara	413	Hydroélectrique
	Jirau	3 750	Hydroélectrique
	Miranda	404	Hydroélectrique
	Ita	1 442	Hydroélectrique
	Campo Largo	688	Wind
	Machadinho	1 135	Hydroélectrique
	Salto Osòrio	1 072	Hydroélectrique
	Salto Santiago	1 415	Hydroélectrique
Chili	Mejillones	1 212	Charbon et gaz naturel
	Tocopilla	676	Gaz naturel, charbon, fioul
Émirats arabes unis	Fujairah F2	2 000	Gaz naturel
	Mirfa	1 600	Gaz naturel
	Shuweihat 1	1 500	Gaz naturel
	Shuweihat 2	1 496	Gaz naturel
	Taweelah	1 590	Gaz naturel
	Umm Al Nar	1 532	Gaz naturel
Espagne	Cartagena	1 199	Gaz naturel
	Castelnou	791	Gaz naturel
France	CombiGolfe	435	Gaz naturel
	CyCoFos	490	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	DK6 (Dunkerque)	788	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	Génissiat	423	Hydroélectrique
	Montoir-de-Bretagne	435	Gaz naturel

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(MW)*	Type de centrale
Italie	Torre Valdaliga	1 118	Gaz naturel
	Vado Ligure	782	Gaz naturel
	Voghera	404	Gaz naturel
Koweït	AzZour North	1 520	Gaz naturel
Maroc	Safi	1 250	Charbon
Oman	Barka 2	674	Gaz naturel
	Barka 3	737	Gaz naturel
	Sohar	585	Gaz naturel
	Sohar 2	737	Gaz naturel
Pakistan	Uch 1	551	Gaz naturel
Pays-Bas	Eems	1 925	Gaz naturel
	Flevo	861	Gaz naturel
Pérou	Chilca	917	Gaz naturel
	ILO Nodo	600	Fioul
	ILO 31	564	Fioul
Porto Rico	Ecoelectrica	530	Gaz naturel
Portugal	Bemposta I&II	438	Hydroélectrique
	Elecgas	839	Gaz naturel
	Picote I&II	433	Hydroélectrique
	Turbogas	990	Gaz naturel
Qatar	Ras Laffan B	1 025	Gaz naturel
	Ras Laffan C	2 730	Gaz naturel
Royaume-Uni	First hydro	2 088	Pompage hydraulique
Singapour	Senoko	2 564	Gaz naturel et fioul

(1) Capacités des actifs dans lesquels ENGIE détient une participation, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

Stockages souterrains de gaz naturel (> 550 Mm³ de volume utile total [1])

Pays	Localisation	Volume utile *(Mm³)* brut [1]
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)	1 310
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)	820
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)	680
France	Chémery (Loir-et-Cher)	3 600
France	Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire)	570
France	Étrez (Ain)	690
France	Cerville (Meurthe-et-Moselle)	650
Allemagne	Uelsen	840

(1) Volume utile des stockages détenus par ENGIE, pris en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention

Terminaux méthaniers

Pays	Localisation	Capacité totale de regazéification *(Gm³(n)/an)* [1]
France	Montoir-de-Bretagne	10
France	Tonkin (Fos-sur-Mer)	3
France	Cavaou (Fos-sur-Mer)	8,25
Chili	Mejillones	2,0
Porto Rico	Penuelas	2,7

(1) Capacités des actifs détenus par ENGIE, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention



2

3 E E E

2.1 Processus de gestion des risques 39

2.1.1 Politique de gestion globale des risques 39
2.1.2 Gestion de crise 39
2.1.3 Couverture des risques et assurances 40

2.2 Facteurs de risque 41

2.2.1 Risques politiques et réglementaires 41
2.2.2 Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux 47
2.2.3 Risques économiques et concurrentiels 50
2.2.4 Risques financiers 51
2.2.5 Risques industriels 54
2.2.6 Autres risques opérationnels 58
2.2.7 Risques sociaux et sociétaux 63

2.3 Procédures de contrôle interne 66

2.3.1 Définitions et objectifs du contrôle interne 66
2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne 66
2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière 67
2.3.4 Formalisation et pilotage du contrôle interne 68
2.3.5 Actions récentes visant à renforcer le dispositif 68

Les risques significatifs et spécifiques auxquels le Groupe estime être exposé sont présentés ci-après. Ils sont répartis en sept catégories de risques :

- risques politiques et réglementaires ;
- risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux ;
- risques économiques et concurrentiels ;
- risques financiers ;
- risques industriels ;
- autres risques opérationnels ;
- risques sociaux et sociétaux.

Les risques présentés ont été appréciés et hiérarchisés sur la base du "risque net", après prise en compte des moyens de maîtrise mis en place.

Le tableau de synthèse ci-dessous reprend dans chaque catégorie les risques les plus importants, classés par criticité décroissante.

Risques	Criticité	Section	Tendance du risque
Risques politiques et réglementaires			
Risque d'évolution du cadre réglementaire et du montant des provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires belge et la gestion du combustible usé		2.2.1.1	stable
Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France		2.2.1.2	haussière
Risque d'intervention des États afin de protéger le consommateur final de la flambée des prix de l'énergie		2.2.1.3	nouveau
Risque d'invalidation a posteriori de la loi autorisant la prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 en Belgique		2.2.1.4	stable
Risque d'évolution de la réglementation au Brésil dans différents secteurs d'activité (production et commercialisation d'électricité, transport de gaz) y compris une évolution des taxes		2.2.1.5	stable
Risque pays (changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, faits de guerre ou de terrorisme…)		2.2.1.6	haussière
Risque sur le renouvellement des concessions hydrauliques en France		2.2.1.7	baissière
Risque de désaccord avec le régulateur australien sur les conditions de réhabilitation de la mine de charbon d'Hazelwood		2.2.1.8	stable
Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux			
Place du gaz dans le mix énergétique en France		2.2.2.1	stable
Risque de variations climatiques ayant un impact sur la demande et la production d'énergie		2.2.2.2	stable
Risques économiques et concurrentiels			
Risque de concurrence accrue sur les métiers de vente d'énergie et de services avec un impact sur les marges		2.2.3.1	stable
Risque de baisse des revenus issus des centrales de production d'électricité dans la région du Golfe à l'arrivée à échéance des contrats long terme		2.2.3.2	stable
Risques financiers			
Risque de marché sur matières premières		2.2.4.1	stable
Risque de change (translationnel, transactionnel, de conversion)		2.2.4.2	stable
Risque fiscal (instabilité de la norme (par ex. projets de réforme initiée par OCDE/UE), insécurité fiscale (par ex. prix de transfert, etc.)		2.2.4.3	stable
Risque sur le financement des pensions de retraite		2.2.4.4	stable
Risque de contrepartie		2.2.4.5	stable
Risque sur le rendement des montants de provision investis par Synatom en vue du démantèlement nucléaire et de la gestion du combustible usé		2.2.4.6	stable
Risques industriels			
Risque d'accident industriel		2.2.5.1	stable
Risque d'augmentation des coûts de traitement et de stockage des différentes catégories de déchets radioactifs en fonction des exigences techniques de l'ONDRAF		2.2.5.2	stable
Risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sûreté nucléaire		2.2.5.3	stable
Sûreté et sécurité nucléaire		2.2.5.4	stable

Risques	Criticité	Section	Tendance du risque
Autres risques opérationnels			
Cybersécurité		2.2.6.1	stable
Risque portant sur la réalisation de grands projets		2.2.6.2	stable
Acquisition et intégration		2.2.6.3	stable
Risque d'approvisionnement dans le secteur des énergies renouvelables		2.2.6.4	nouveau
Risque d'acte de malveillance sur les patrimoines matériels et immatériels		2.2.6.5	stable
Risques sociaux et sociétaux			
Risques liés aux ressources humaines		2.2.7.1	stable
Risques éthiques		2.2.7.2	stable
Risques de réputation		2.2.7.3	stable
Sûreté des personnes (terrorisme, criminalité, contestation sociale, etc.)		2.2.7.4	stable
Risques santé-sécurité au travail (dont risques psychosociaux/bien-être au travail)		2.2.7.5	haussière

Légende niveau de criticité : Faible / Moyen / Elevé

D'autres risques de moindre ampleur ou non connus à ce jour pourraient également affecter le Groupe. La survenance de tels risques pourrait avoir une incidence négative significative sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe, sur son image, ses perspectives et/ou sur le cours de l'action ENGIE.

2.1 Processus de gestion des risques

2.1.1 Politique de gestion globale des risques

Le Groupe a défini une politique de management global des risques (*Enterprise Risk Management* – "ERM"), dont les principes sont cohérents avec les standards professionnels (ISO 31000, *Federation of European Risk Management Associations* notamment) ; celle-ci explicite l'ambition d'ENGIE de "maîtriser ses risques pour assurer sa performance".

Le système de management global des risques du Groupe est d'application dans les activités et entités contrôlées du Groupe, dans le respect des règles de gouvernance qui s'imposent à chaque entité.

Cette politique préconise une prise de risques à un niveau raisonnable au plan juridique, acceptable par l'opinion et supportable économiquement. Elle précise que tout manager est un *risk manager*. Les Comités de Direction des entités du Groupe sont, en principe, les instances où sont décidées les actions à entreprendre pour gérer les risques, sauf lorsqu'un Comité des Risques est créé spécifiquement comme pour le risque de marché.

Pour mettre en œuvre cette ambition, le Groupe a désigné comme *Chief Risk Officer*, le Directeur du *Management* des Risques. Ce dernier a pour objectif de s'assurer de l'efficacité du dispositif de gestion des risques. Il anime les *Chief Risk Officers* désignés dans chacune des entités opérationnelles et Fonctions Corporate. Ces derniers évaluent l'exposition globale aux risques de l'entité ou de la Fonction et s'assurent de la mise en œuvre des plans de traitement.

L'analyse des risques et le pilotage des plans d'actions sont réalisés en collaboration avec toutes les filières du Groupe.

Chaque année, le processus ERM du Groupe débute par la revue des risques en Comité Exécutif (Comex). Une campagne ERM est ensuite lancée dans tout le Groupe, en indiquant les orientations à prendre en compte pour la gestion des risques durant l'année. Elle met notamment l'accent sur des risques prioritaires coordonnés chacun par un membre du Comex et qui feront l'objet d'un suivi particulier par l'un des Comités permanents du Conseil (voir Section 4.1.2.4 "Les comités"). Elle débouche sur une nouvelle revue des risques du Groupe présentée en Comex puis en Comité d'Audit, qui après examen porte un avis sur l'efficacité du système de management des risques, dont il fait rapport au Conseil d'Administration.

La connaissance des risques provenant de la remontée d'informations des entités opérationnelles et des directions fonctionnelles est complétée par des entretiens avec les dirigeants et par une analyse des publications des analystes externes et des événements majeurs.

2.1.2 Gestion de crise

Afin de faire face à la survenance de tous types de crise et minimiser leurs impacts, ENGIE a mis en place un dispositif global de gestion de crise. Le Groupe s'est ainsi doté d'un dispositif d'alerte et de remontée des incidents majeurs. L'analyse de la crise est réalisée au niveau local par une cellule de crise mise en place au plus près du terrain. Les décisions pour gérer la crise sont prises au niveau approprié de l'organisation selon le principe de subsidiarité. Le dispositif a été adapté suite à la mise en place de l'organisation du Groupe en *Global Business Units* (GBU) au 1er juillet 2021.

Des plans de continuité des activités sont établis et mis à jour pour les scénarios de crise identifiés par le Groupe et ses entités.

Pour tester la robustesse de l'organisation et s'ancrer dans une boucle d'amélioration continue, les entités réalisent, a minima, un exercice de crise par an sur un périmètre fonctionnel et géographique cohérent avec les exigences réglementaires. Des formations complémentaires sont également dispensées pour les parties prenantes internes. Un bilan annuel est réalisé pour tirer les enseignements et engager les actions d'amélioration identifiées, en lien et partage avec l'ensemble des entités.

La crise de la Covid-19 a démontré la capacité du Groupe à anticiper les événements. Des réponses rapides et efficaces ont été apportées aux problématiques induites notamment par le caractère transnational de la crise. Tout au long de la crise la protection du personnel et des sites a été assurée, ainsi que la sécurisation de la chaîne logistique.

Ce dispositif ne peut toutefois permettre d'exclure le risque que les activités et les opérations du Groupe puissent être perturbées en situation de crise. De même, ce dispositif ne permet pas d'assurer l'absence d'impact sur les tiers ou sur l'environnement.

2.1.3 Couverture des risques et assurances

Le Département Assurances d'ENGIE est chargé de l'élaboration, de la mise en place et de la gestion des programmes d'assurances dans les domaines de la protection du patrimoine (dommages matériels et pertes de bénéfices) et des personnes, des recours de tiers (responsabilité civile), des assurances automobiles et de la prévention.

Pour chacun de ces domaines :

- les montants assurés dépendent des risques financiers découlant des scénarios de sinistres et des conditions de couverture offertes par le marché (capacités disponibles et conditions tarifaires) ;
- le financement est optimisé : les risques de faible ou de moyenne amplitude sont couverts par l'autofinancement, par des franchises et des rétentions ou au travers de la société de réassurance du Groupe dont les engagements représentent en base cumulée un sinistre maximum estimé d'environ 0,27% du chiffre d'affaires 2021 du Groupe.

Il ne peut être exclu que, dans certains cas, le Groupe soit obligé de verser des indemnités importantes non couvertes par le programme d'assurances en place ou d'engager des dépenses très significatives non remboursées ou insuffisamment remboursées par ses assureurs. En matière de responsabilité civile et de risques environnementaux, bien que le Groupe ait souscrit des assurances de premier plan, il ne peut être exclu que la responsabilité du Groupe soit recherchée au-delà des plafonds garantis ou pour des faits non couverts (notamment du fait des exclusions communément pratiquées par le marché de l'assurance).

2.1.3.1 Responsabilité civile

Un programme couvre la responsabilité civile des mandataires sociaux et dirigeants d'ENGIE, de ses filiales et des représentants du Groupe au sein de ses participations.

Un programme responsabilité civile générale (y compris atteinte à l'environnement) est souscrit au bénéfice de l'ensemble des entités pour un montant total de 800 millions d'euros. Ce programme intervient en majorité au premier euro, ou en excédent des couvertures sous-jacentes souscrites par certaines entités (en général d'une capacité de 50 millions de dollars US).

2.1.3.2 Responsabilité civile nucléaire

Electrabel, en sa qualité d'exploitant d'unités nucléaires sur les sites de Doel et Tihange, voit sa responsabilité civile régie par les conventions de Paris et Bruxelles (dont les protocoles d'amendement de 2004 sont entrés en vigueur au 1er janvier 2022), visant l'indemnisation des victimes et la création d'une solidarité entre pays signataires, ainsi que par la loi belge du 22 juillet 1985 (modifiée par les lois du 29 juin 2014 et du 7 décembre 2016).

Cette responsabilité incombe exclusivement à l'exploitant dont l'installation serait à l'origine de l'accident nucléaire. En contrepartie de cette responsabilité strictement objective, le montant de l'indemnisation est plafonné par accident à 1,2 milliard d'euros. Au-delà de ce plafond, un mécanisme d'indemnisation complémentaire a été mis en place par les États signataires des conventions.

Le programme d'assurance responsabilité civile nucléaire souscrit par Electrabel au 1er janvier 2022 auprès du marché de l'assurance est conforme aux conventions de Paris et Bruxelles révisées et à la loi nationale belge précitée qui fait obligation à l'exploitant de fournir une garantie financière ou de souscrire une assurance de responsabilité civile à hauteur de 1,2 milliard d'euros.

2.1.3.3 Dommages matériels

Les entités du Groupe bénéficient d'assurances de dommages couvrant les installations en propre, louées ou confiées, à l'exception des canalisations de réseaux de transport et distribution de gaz et des réseaux de chaleur en France. Les principaux programmes prévoient des garanties formulées soit en valeur de remplacement à neuf, soit sur base de limites contractuelles d'intervention par sinistre, fixées en fonction de scénarios majeurs estimés selon les règles du marché des assurances et des offres disponibles (coût et capacité).

L'assurance des pertes d'exploitation et frais supplémentaires d'exploitation est souscrite en fonction de chaque analyse des risques en tenant compte notamment des plans de secours existants.

Les projets de construction font l'objet d'une garantie "tous risques chantier" souscrite par le maître d'ouvrage, le maître d'œuvre ou l'entreprise principale.

2.1.3.4 Programmes de protection du personnel

Conformément à la législation en vigueur et aux accords d'entreprise, des programmes de protection du personnel contre les risques d'accidents et frais médicaux sont élaborés au niveau des entités opérationnelles.

2.2 Facteurs de risque

2.2.1 Risques politiques et réglementaires

Le Groupe est sensible à des facteurs de risques conjoncturels et structurels qui impactent le secteur de l'énergie. L'ensemble de ces risques est analysé et mesuré dans le cadre des processus stratégiques et de planification qui permettent au Groupe d'anticiper certaines évolutions de l'environnement externe et de s'y préparer. L'organisation et la feuille de route de recherche et d'innovation du Groupe contribuent également à répondre aux évolutions stratégiques (voir Section 1.3 "Recherche, technologies, et innovation").

En Europe ou dans certaines autres régions incluant les États-Unis, l'Asie-Pacifique et le Brésil, des interventions des autorités publiques sont effectuées dans le domaine énergétique via la réglementation et l'extension des prérogatives des régulateurs au domaine concurrentiel. Elles peuvent se manifester par une hausse de la taxation des profits des énergéticiens, par des évolutions des règles en matière de fonctionnement des marchés et de sécurité d'approvisionnement, par l'intervention du régulateur dans le domaine dérégulé pour favoriser le développement de la concurrence, ou encore par la volonté de remunicipalisation de certains services à la collectivité.

Par sa présence auprès des institutions communautaires et des États, le Groupe s'efforce d'anticiper toute initiative législative susceptible d'avoir un impact sur ses activités et les revenus associés et formule des propositions auprès des décideurs. De plus, en exerçant ses métiers dans différents pays, le Groupe diversifie partiellement les risques réglementaires et législatifs. Certaines évolutions de la réglementation sont d'ailleurs porteuses de nouvelles opportunités pour les activités du Groupe.

Certaines évolutions réglementaires pourraient modifier le profil de risques du Groupe et impacter ses résultats ainsi que son *business model*. Les plus significatives pour le Groupe sont mentionnées ci-après.

2.2.1.1 Risque d'évolution du cadre réglementaire et du montant des provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires belges et la gestion du combustible usé

Description	Mesure de gestion des risques
En Belgique, l'ensemble de la gestion des déchets nucléaires est placé sous la responsabilité de l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF). L'ONDRAF propose comme politique nationale, un stockage en couches géologiques profondes et non un entreposage de longue durée pour les déchets de haute activité et/ou de longue durée. Les assemblages de combustibles usés sont actuellement entreposés sur les sites de production. Deux scénarios sont aujourd'hui envisagés pour leur gestion, soit le retraitement d'une partie du combustible usé et son évacuation directe en couches géologiques profondes pour le solde, soit l'évacuation en couches géologiques profondes pour l'ensemble du combustible. Il appartient à la société de provisionnement nucléaire, Synatom, filiale d'Electrabel dans laquelle l'État a une action spécifique, de proposer et quantifier un scénario technique susceptible d'être approuvé par le gouvernement belge. Les coûts relatifs à la gestion des combustibles usés et au démantèlement des installations font partie intégrante des coûts de production d'électricité d'origine nucléaire et sont provisionnés. Les hypothèses et sensibilités concernant l'évaluation de ces montants sont détaillées en Note 20.2 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés". Conformément à la loi, un processus de révision des provisions nucléaires de Synatom est engagé tous les trois ans sous le contrôle d'une autorité administrative indépendante, la Commission des provisions nucléaires (CPN). Celle-ci a remis en décembre 2019 à Synatom sa dernière décision en date sur la réévaluation des provisions des centrales nucléaires belges pour le démantèlement et la gestion du combustible usé. Les provisions feront l'objet d'une nouvelle révision triennale prévue en 2022. Une augmentation des provisions pourrait en résulter du fait par exemple d'une nouvelle baisse des taux d'actualisation ou d'une estimation plus élevée des coûts de démantèlement et de gestion des déchets liés à cette activité. Un projet de réforme de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales a été initié par le gouvernement belge. La ministre de l'Énergie a présenté en décembre 2021 les grandes lignes de la réforme envisagée du cadre légal des	Le Groupe collabore avec la CPN dans le cadre de l'exercice de révision des provisions nucléaires. Le Groupe fournit au gouvernement belge les éléments démontrant qu'il est en mesure de faire face aux dépenses liées au démantèlement des centrales et la gestion du combustible usé. Le Groupe contribue directement aux groupes de travail avec l'ONDRAF sur les aspects techniques, légaux et financiers des solutions de gestion et de stockage des déchets radioactifs.

Description	Mesure de gestion des risques
provisions nucléaires. La réforme n'a pas d'impact direct sur le montant provisionné mais prévoit notamment le financement complet des provisions nucléaires d'ici 2030, les modalités d'encadrement des investissements de ces provisions en actifs financiers dédiés et un renforcement du contrôle de la CPN sur certaines décisions relatives au capital d'Electrabel et de Synatom. La nouvelle loi sur les provisions nucléaires pourrait être votée mi-2022.	

2.2.1.2 Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France

Description	Mesures de gestion des risques
Les tarifs d'accès aux infrastructures gazières (distribution, transport, stockage, terminaux de regazéification) en France sont régulés. Les tarifs sont fixés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) qui peut procéder aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'évolution des marchés financiers, de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. Ces tarifs comprennent également des mesures d'incitation à la performance. Sauf exception, ils sont révisés tous les quatre ans à l'issue d'un processus de consultations publiques et d'auditions. La CRE a publié le 24 janvier 2020 principalement les délibérations fixant les tarifs des infrastructures gazières (distribution, transport, stockage) s'appliquant pour une période d'environ quatre ans (ATRD 6, ATRT 7, ATS 2). En ce qui concerne les tarifs de regazéification (ATTM 6), la CRE a publié le 7 janvier 2021 la délibération portant décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, avec application à partir du 1er avril 2021 pour une durée de principe de quatre années. Elle est dans la continuité du tarif précédent mais prévoit une accélération des amortissements des actifs du terminal de Montoir. La prochaine révision des tarifs de Transport (ATRT 8), Distribution (ATRD 7) et Stockage (ATS 3) devrait être lancée en 2023 pour une mise en œuvre en 2024. Pour ce qui concerne les tarifs de regazéification ATTM 7, la révision devrait être lancée en 2024 en vue d'une mise en œuvre en 2025. En cas de baisse du taux de rémunération des actifs, de prise en compte incomplète dans la rémunération des actifs des risques opérationnels et stratégiques liés à l'activité, de baisse des investissements, de non-couverture de certaines charges ou d'une régulation incitative particulièrement sévère, la contribution des actifs d'infrastructures gazières aux résultats du Groupe et la rentabilité de ses investissements dans cette activité pourraient diminuer.	Le Groupe dialogue avec la CRE dans le cadre du dispositif de révision tarifaire qui fait une large place à la concertation de l'ensemble des acteurs. Outre l'ensemble des actions qu'il déploie pour développer la production de gaz verts et l'atteinte de leur compétitivité à terme, il défend des positions visant à assurer une rémunération des actifs juste et adaptée au nouvel environnement économique de court et long terme, une couverture adéquate de ses coûts en vue de préserver une bonne qualité de service et de permettre les investissements nécessaires à la transition énergétique. Il promeut également la reconnaissance de la flexibilité apportée par le système gaz au système énergétique et sa valorisation. Il veille aussi à accroître sa performance pour asseoir une trajectoire tarifaire compétitive.

2.2.1.3 Risque d'intervention des États afin de protéger le consommateur final de la flambée des prix de l'énergie

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans un contexte de hausse brutale des prix sur les marchés de gros de l'énergie, les États européens, dont la France, la Belgique et, dans une moindre mesure, la Roumanie, ont été amenés à adopter des mécanismes de stabilisation des prix de fourniture afin de protéger les consommateurs finaux. • Les mesures prises en France consistent à geler le Tarif Réglementé de Vente de Gaz jusqu'à avril 2022 au plus tôt ou fin 2022 au plus tard et à limiter la prochaine hausse du Tarif Réglementé de Vente d'Electricité à 4% TTC en février 2022. Le Gouvernement a également décidé début 2022 d'augmenter les volumes d'électricité qu'EDF cède à ses concurrents dans le cadre du dispositif ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique). • En gaz, la loi de finances pour 2022 instaure la prise en charge par l'État des pertes de recette liées au gel du Tarif de Réglementé de Vente (TRV) au titre des charges de service public. • Concernant l'électricité, dans le but de limiter la hausse du TRV à 4%, le Gouvernement a décidé début 2022 d'une baisse de la fiscalité (TICFE) et d'augmenter les volumes d'électricité qu'EDF cède à ses concurrents dans le cadre du dispositif ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique). En Belgique, l'extension du tarif social de l'énergie à un groupe élargi (20% du marché résidentiel) a été prolongée jusqu'à fin mars 2022 et pourrait être prolongée au-delà.	Le Groupe dialogue avec les différents régulateurs locaux afin de suivre les préparations de projets de loi et leur mise en œuvre. Il suit en outre attentivement les initiatives prises à l'échelon européen (la Commission européenne a notamment publié un document en octobre 2021 intitulé "Lutte contre la hausse des prix de l'énergie : une panoplie d'instruments d'action et de soutien" listant les moyens dont disposent les États membres pour faire face à ces hausses de prix, dans le respect du droit européen). Le Groupe note que la Commission européenne n'a à ce stade pas prévu de modification substantielle du fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, jugeant avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) que le marché avait fait la démonstration de son bon fonctionnement et qu'il n'était sans doute pas approprié de tout bouleverser lors d'une crise qui était en première analyse transitoire.

2.2.1.4 Risque d'invalidation a posteriori de la loi autorisant la prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 en Belgique

Description	Mesures de gestion des risques
	
La décision de prorogation de la date de désactivation des unités nucléaires Doel 1 et 2 jusqu'à 50 ans, prise par le gouvernement belge et confirmée par le vote du Parlement en juin 2015, a été approuvée par l'AFCN (Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire) dans le cadre de la 4e révision décennale, sur la base d'un programme engageant de modernisation qui a pris fin en 2020. Des recours en justice ont été introduits par des organisations environnementales contre l'État belge auprès de la Cour constitutionnelle quant à l'absence d'analyse d'impact environnemental et de consultation du public dans le cadre de l'adoption de la loi votée en juin 2015 (voir Note 26.6.1 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés"). La Cour constitutionnelle a rendu son arrêt le 5 mars 2020, par lequel elle annule la loi belge prolongeant la durée de vie des unités nucléaires de Doel 1 et de Doel 2 en ce qu'elle a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises. La Cour accepte cependant que les effets de la loi soient maintenus jusqu'à fin 2022 afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. Les unités de Doel 1 et Doel 2 peuvent donc continuer à être exploitées le temps de la régularisation. Il appartient maintenant à l'État belge de procéder à la régularisation de la situation dans ce délai. L'invalidation de la décision de prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1 et 2 pourrait avoir un effet significatif défavorable sur les revenus du Groupe et sur la valeur des actifs nucléaires concernés (voir Note 14.4.6 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés"). Un recours en annulation introduit sur les mêmes bases par des organisations environnementales contre l'État belge à l'encontre des arrêtés royaux et décisions de l'AFCN de 2015 autorisant les travaux de prolongation de Doel 1 et Doel 2 est par ailleurs toujours pendant devant le Conseil d'État belge.	Le Groupe collabore avec l'État belge dans le cadre du processus de régularisation. L'État belge a confirmé le calendrier prévu pour le processus de régularisation dans le délai imparti par la Cour constitutionnelle belge et a soumis l'analyse d'impact environnemental à une consultation publique et internationale. Le projet de loi est en cours de préparation.

2.2.1.5 Risque d'évolution de la réglementation au Brésil dans différents secteurs d'activité (production et commercialisation d'électricité, transport de gaz), y compris une évolution des taxes

Description	Mesures de gestion des risques
Le Groupe est exposé à des changements de la réglementation des marchés de l'électricité au Brésil, tels que la réduction des subventions ou l'introduction de nouvelles taxes pour les producteurs. L'administration pourrait annoncer de nouvelles initiatives en ligne avec une modernisation du *design* du marché de l'électricité, pour ouvrir le marché à la concurrence et améliorer son fonctionnement et assurer les investissements nécessaires dans des infrastructures du pays. Le Brésil représente 4% du chiffre d'affaires du Groupe. ENGIE investit dans les activités de transport de gaz (rachat de la société TAG) et d'électricité (projets Gralha Azul et Novo Estado – construction de lignes à haute tension). Les activités de Gralha Azul et Novo Estado sont régulées, celles de TAG sont à la fois régulées et couvertes par des contrats long terme. En 2021, le gouvernement brésilien a approuvé une loi qui vise à créer les conditions pour l'ouverture du marché du gaz, après des années de monopole du géant pétrolier public Petrobras. La publication des décrets d'application de la loi et l'harmonisation de la législation entre les états fédéraux et le gouvernement fédéral brésilien sont les prochaines étapes clés. Dans la chaîne du gaz, les activités de production et de transport sont réglementées par l'agence fédérale (ANP), tandis que les activités aval sont un monopole d'État, réglementées par des agences locales. La probable évolution du cadre régulatoire pour l'activité de transport gaz représente un sujet suivi avec attention par le Groupe, afin d'en assurer la neutralité sur le profil de risque et la rémunération de la société TAG. Le système fiscal brésilien est complexe et potentiellement en évolution. Plusieurs litiges sont en cours concernant l'application de taxes et leur résolution pourrait prendre plusieurs années. Par ailleurs plusieurs modifications de taxes pourraient être adoptées dans les années à venir, en particulier concernant la TVA (PIS COFINS), les dividendes (pas d'imposition à ce jour) ou les impôts sur les sociétés. Les effets ne sont pas connus à ce jour et pourraient se compenser.	Grâce à sa présence en France et à l'international, le Groupe dispose d'une grande expérience en matière de *market design*. Cette expérience est mise à disposition des institutions brésiliennes, entre autres à travers la participation au processus formel de révision du *design* du marché au Brésil. Les modifications du *design* du marché électrique et gaz affecteront toutes les sociétés actives dans ces secteurs. D'autres sociétés présentes au Brésil dans la production électrique ou dans le transport du gaz partagent l'avis du Groupe et sont mobilisées pour assurer la neutralité, voire positivité, des évolutions en matière de *market design*. D'un point de vue politique, le besoin du Brésil de continuer d'attirer des investissements étrangers limite les risques. Le Groupe au Brésil suit étroitement les évolutions réglementaires et législatives pour anticiper au mieux les évolutions dans ces domaines et mettre en place des actions pour limiter les effets négatifs sur la rentabilité de ses activités.

2.2.1.6 Risque pays (changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, faits de guerre ou de terrorisme,...)

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe est présent, se développe ou s'approvisionne en gaz et en divers composants industriels dans un nombre important de pays. Le Groupe est, de fait, exposé à des risques incluant notamment : changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, corruption, faits de guerre, d'émeutes ou de terrorisme, effets extraterritoriaux de certaines législations et mécanismes de sanctions, escalade tarifaire. De plus, dans certains pays, un conflit avec l'État concerné ou d'autres entités publiques locales pourrait rendre plus difficile la défense par le Groupe de ses droits devant des tribunaux locaux. Par exemple, aux États-Unis, la Loi CAATSA (*Countering America's Adversaries Through Sanctions Act*) du 2 août 2017 permet (de manière discrétionnaire) au Président des États-Unis d'infliger des sanctions secondaires à toute entité qui participerait, notamment par le biais d'un financement, à la construction et/ou à l'entretien d'un pipeline d'exportation de gaz russe (Section 232). Le Département d'État avait publié le 31 octobre 2018 des clarifications publiques ("*guidance*") sur la manière dont il entendait mettre en œuvre la loi en pratique. Dans ce cadre, le Département d'État indiquait que les projets débutés/initiés avant le 2 août 2017 n'étaient pas soumis à d'éventuelles sanctions au titre de cette Section 232. Il est précisé qu'il fallait entendre par "projets initiés avant le 2 août 2017" tout projet ayant fait l'objet d'un contrat signé avant cette même date, ce qui est le cas du projet Nord Stream 2, exclu *de facto*. Le 20 décembre 2019, de nouvelles dispositions (article 7503 du *National Defense Security Act* de 2020 ou "PEESA" (*Protecting Europe's Energy Security Act*)) ont été votées par le Congrès des États-Unis visant à sanctionner à l'issue d'un délai de trente jours, après publication d'un rapport par le Congrès, les sociétés fournissant des navires de pose des tuyaux du projet Nord Stream 2. De fait, les travaux ont été immédiatement suspendus par la société Allseas en charge de ceux-ci. Ces mesures ne visent aucunement les financeurs du projet tels qu'ENGIE. Le 15 juillet 2020, le Département d'État a publié une nouvelle guidance afférente à la loi CAATSA qui annule et remplace à date la précédente guidance. Celle-ci inclut désormais dans son champ d'application tous les projets qu'ils aient été initiés avant ou après le 2 août 2017 et donc Nord Stream 2. Toutefois elle ne remet pas en cause les actions passées sous l'empire de la précédente guidance qui ne sont pas sujettes à sanctions. La nouvelle guidance indique en effet que les sanctions ne sont pas rétroactives, elles sont donc seulement applicables aux actions en cours à compter du 15 juillet 2020, ce qui exclut le financement apporté par ENGIE de leur champ d'application (voir Note 17.1.1.3 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"). Le 1er janvier 2021, le Congrès a adopté, dans le cadre du "*National Defense Authorization Act for fiscal year 2021*" en sa Section 1242, une nouvelle législation appelée "PEESCA" (*Protecting Europe's Energy Security Clarification Act*), qui vient modifier la précédente législation "PEESA" en élargissant le champ potentiel des sanctions notamment à toutes les activités afférentes à la pose de *pipe-lines*, aux activités d'assurance ou encore d'inspection liées au projet Nord Stream 2. Il est possible que la législation américaine évolue. ENGIE suit de près tout potentiel changement. Les engagements contractuels de financement d'ENGIE, signés avant le 2 août 2017, ont été remplis et ENGIE ne procédera plus à aucun autre versement. Ces activités passées d'ENGIE ne rentrent pas dans le champ de ces législations. Le 23 février 2022, la société Nord Stream 2 AG ainsi que son CEO, Monsieur Matthias Warnig, ont été désignés aux États-Unis comme personnes bloquées (SDN person).	La diversité des implantations du Groupe permet une certaine atténuation du risque pays. Des seuils d'attention par pays, ou groupe de pays, permettent de piloter l'exposition du Groupe. Le Groupe gère aussi ces risques dans le cadre de partenariats et de négociations contractuelles propres à chaque implantation. Il détermine ses choix d'implantations en appliquant une procédure d'investissement formalisée qui évalue les risques. L'insertion de clauses d'arbitrage international dans les contrats significatifs est aussi systématique que possible. La nouvelle organisation lancée en 2021 rend les *Global Business Units* responsables de leur compte de résultat. Chacune d'entre elles est placée sous la supervision d'un Directeur Général Adjoint du Groupe, membre du Comité Exécutif. Cette organisation est renforcée par une gestion au plus près du terrain des évolutions politiques et réglementaires de chaque pays d'implantation tout en assurant une prise en compte du risque pays et des mesures de gestion du risque au niveau adéquat.

Description	Mesures de gestion des risques
Dans ces circonstances nouvelles, le Groupe respectera strictement les mesures de sanctions applicables à la société Nord Stream 2 AG et au projet Nord Stream 2 et sera attentif à toutes les conséquences, notamment comptables, des décisions qui seront prises concernant la société Nord Stream 2 AG et le projet Nord Stream 2 (Voir Note 17.1.1.3 "Prêts et créances au coût amorti" de la Section 6.2 "Notes aux comptes consolidés"), en particulier les incidences liées à une éventuelle cessation de paiement de Nord Stream 2 AG.	

2.2.1.7 Risque sur le renouvellement des concessions hydrauliques en France

Description	Mesures de gestion des risques
	
L'hydroélectricité représente une part importante de la production d'électricité française. L'État a accordé des concessions qui viennent progressivement à échéance, ou qui sont déjà échues, et qui devraient être remises en concurrence à leur échéance sur la base de la Directive européenne relative à l'attribution des contrats de concession (Directive du 26 février 2014). Aucune procédure de mise en concurrence n'a toutefois été lancée en France. Les concessions arrivées à échéance sont mises en "délais glissants" comme le permet le Code de l'énergie. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte a également introduit la notion de chaînes d'aménagements hydrauliquement liés (ou barycentres), qui permet de regrouper plusieurs concessions attribuées sur un même cours d'eau mais ayant des échéances différentes, pour précisément fixer une date d'échéance commune. La mise en œuvre de la Directive concessions en France et les incertitudes qui l'accompagnent, notamment au regard de la position de la France visant à la création d'un pôle public de l'hydraulique pour l'essentiel des concessions du marché français, génèrent des incertitudes sur l'avenir des concessions de la SHEM. Concernant CNR, après un processus de concertation de plus de huit ans, la loi "Aménagement du Rhône" a été définitivement adoptée par le Parlement le 17 février 2022. Elle valide le modèle de CNR en France qui confie à un opérateur unique les trois missions solidaires et indissociables (hydroélectricité, transport fluvial et irrigation) et prolonge la concession jusqu'en 2041.	Le Groupe est pleinement engagé aux côtés de CNR, au sein d'une gouvernance équilibrée entre le public et le privé qui accorde toute sa place à l'État concessionnaire. Par ailleurs, le Groupe veille à défendre ses intérêts et à trouver des solutions à même de préserver l'avenir de la SHEM, notamment en ce qui concerne l'organisation du marché hydroélectrique français et de manière à trouver des solutions équitables dans le respect de la réglementation.

2.2.1.8 Risque de désaccord avec le régulateur australien sur les conditions de réhabilitation de la mine de charbon d'Hazelwood

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans le cadre de sa stratégie de sortie progressive de ses actifs charbon, le Groupe a fermé en 2017 en Australie la centrale d'Hazelwood de production d'électricité à partir du charbon issu de la mine attenante. Le Groupe est désormais engagé dans le démantèlement de la centrale et la réhabilitation du site visant à garantir une stabilité du terrain et des parois sur le long terme. Le projet de réhabilitation repose sur la création d'un lac dans le vide laissé par la mine à ciel ouvert. Plusieurs options techniques ont été étudiées concernant le format du lac de mine (complet ou partiel) et l'origine de l'eau susceptible d'être utilisée pour remplir le lac. En cas de non-approbation réglementaire des options préconisées par le Groupe, il pourrait devoir faire face à des délais et des coûts de réhabilitation plus importants que prévu, ce qui aurait un impact sur le niveau des provisions (voir Note 20.3.2 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés").	Le Groupe poursuit ses études et ses échanges avec le régulateur australien et les différentes parties prenantes afin de mettre en œuvre la meilleure solution en matière de sécurité et de coûts. L'approbation de procéder à la mise en eau du vide de fouille de la mine a été accordée en août 2021 par les autorités compétentes. Le remplissage a commencé immédiatement, opération qui reste compatible avec les différents scénarios envisagés (lac de mine complet ou partiel).

2.2.2 Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux

Les activités du Groupe l'exposent à de nombreuses normes et réglementations (relatives au respect et à la protection de l'environnement et des personnes ou à la transition énergétique). Sa stratégie et ses résultats pourraient être impactés par les textes législatifs mentionnés ci-après, ou d'autres à venir.

Au plan international

Six ans après l'adoption de l'Accord de Paris, accord universel sur le climat, la COP26 a acté des modalités concrètes de poursuite de la démarche en conviant les pays à revisiter et renforcer leurs contributions nationales d'ici fin 2022 au lieu de 2026. Rendues en août 2021, les premières conclusions du 6e rapport spécial du GIEC (Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat) sont très claires : au rythme actuel, la situation est critique, avec un réchauffement largement supérieur aux 2°C. Pour faire face à ce contexte, le Groupe a annoncé une ambition renforcée dans la lutte contre le changement climatique avec un engagement de **neutralité carbone à 2045** ambition qui s'appuiera sur une trajectoire "*well below 2°C*", et des objectifs quantitatifs de réduction des gaz à effet de serre (GES). Au service de cette stratégie, le Groupe combinera divers moyens dont la **sortie charbon au plus tard en 2027** et une **forte accélération du développement des énergies renouvelables**. Conscient des conséquences de la matérialisation du risque "changement climatique", ENGIE se donne un objectif quantifié d'émissions évitées chez ses clients à 2030, soit 45 Mt CO_2éq et en incitant et aidant ses principaux fournisseurs à se décarboner.

En Europe

La politique européenne en matière de climat et d'énergie promeut l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de GES, l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique et la formation à l'échelle européenne d'un prix du carbone. La nouvelle Commission européenne a proposé une augmentation significative des ambitions de décarbonation dans le contexte du *European "Green New Deal"*, avec une cible de réduction des GES de -55% (contre 40% auparavant) à l'horizon 2030 (par rapport à 1990). Ceci va mécaniquement de pair avec des propositions de hausses des ambitions en termes d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. La stratégie Hydrogène publiée le 8 juillet 2020 par la Commission européenne ainsi que la mise en place sous son impulsion de l'*European Clean Hydrogen Alliance*, les stratégies hydrogènes ambitieuses publiées par différents États (Allemagne, Portugal, etc.) dont la France joueront également un rôle dans cette politique de décarbonation de l'économie européenne. Ceci devrait se faire dans une logique d'intégration des systèmes énergétiques afin notamment d'optimiser le coût de la transition, qui peut représenter une opportunité de valoriser le rôle des infrastructures gaz et de leur adaptation dans la perspective d'un essor de l'hydrogène et des moyens de le transporter et de le stocker, sans oublier bien sûr le rôle que des gaz verts comme le biométhane, en complément de l'électricité renouvelable, sont également appelés à jouer. Ces évolutions constituent potentiellement des accélérateurs de croissance pour le Groupe si elles s'accompagnent bien d'un cadre régulatoire et financier adapté à ces ambitions.

Certaines initiatives sectorielles telles que la nouvelle politique de prêt en matière d'énergie de la Banque européenne d'investissement ou les initiatives règlementaires sur la "Taxonomie", destinée à favoriser les investissements considérés comme durables, pourraient constituer des risques dès lors qu'ils conduiraient à limiter l'accès à des financements pour des activités que le Groupe considère comme indispensables pour atteindre les objectifs européens de décarbonation, notamment le rôle transitionnel du gaz naturel (passage du charbon au gaz, gaz naturel en *back-up* des énergies renouvelables intermittentes). La Commission européenne a proposé un nouveau texte (acte délégué) fin décembre 2021, décrivant les conditions auxquelles les activités nucléaires et gazières doivent souscrire pour figurer dans la taxonomie. Le développement positif est donc que la Commission propose l'introduction du gaz dans la taxonomie comme activité de transition. Le Groupe continue d'analyser les conditions qui accompagnent cette proposition d'inclusion du gaz.

Enfin, les problématiques liées aux pollutions des sols font l'objet d'un suivi spécifique (voir Section 3.5.4.11). Ces sujets font l'objet de provisions dans les comptes lors de démantèlement et réhabilitation de sites (voir Note 20 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

2.2.2.1 Place du gaz dans le mix énergétique en France

Description	Mesures de gestion des risques
La stratégie dominante de la politique énergétique, qui ressort des réglementations énergétiques nationales adoptées en 2019 (Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC), Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), Loi Énergie-Climat (LEC)), et qui vise la décarbonation par une électrification renforcée et rapide des usages, peut influer grandement sur les parts de marché du gaz naturel. Cette vision emporte un certain nombre de risques en cours d'évaluation, notamment concernant l'accroissement des besoins de pointe électrique et le coût additionnel nécessaire pour y répondre ainsi que la difficulté récurrente d'équilibrage du réseau électrique, face auxquels le vecteur gaz (gaz naturel et progressivement gaz verts), compte tenu de ses qualités en termes de flexibilité, de stockage et de densité énergétique, pourrait apporter des solutions adaptées. De plus, la nouvelle réglementation thermique dite "RE2020" entrée en vigueur à l'été 2020, modifie les modalités de prise en compte de l'empreinte CO_2 dans les nouvelles constructions en faveur de l'électricité et relance le chauffage électrique dans le neuf au détriment du gaz. Par ailleurs, le projet européen de "Taxonomie" mentionné plus haut crée une incertitude sur le financement de certaines activités du Groupe liées aux gaz renouvelables (biométhane et hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable) si elles n'étaient pas labellisées "vertes" en fonction des critères définis par le futur Règlement européen.	Le Groupe renforce, auprès des pouvoirs publics français et des autorités européennes, ses actions de promotion du gaz comme vecteur indispensable à l'accélération et à la réalisation d'une transition énergétique résiliente et abordable sur différents thèmes (notamment la défense de l'usage chauffage via le développement des pompes à chaleur hybrides, la compétitivité des gaz verts, le *market design* du biométhane, la complémentarité des énergies). Le Groupe a défini une stratégie de développement des gaz renouvelables à travers le lancement d'un Plan Industriel et Commercial pour le développement de la production du biométhane d'origine agricole (effluents et résidus de culture) et le passage à l'échelle industrielle de cette filière en France. En aval de la chaîne de production, les réseaux de transport et de distribution du Groupe adaptent leurs infrastructures pour permettre l'acheminement du biométhane aux clients au moindre coût. Le Groupe travaille également au développement des filières biométhane de deuxième génération, avec le recours à la pyrogazéification de la biomasse. Il se positionne par ailleurs comme précurseur pour développer et investir dans des projets de production d'hydrogène vert à partir de l'électrolyse de l'eau par de l'électricité renouvelable, à convertir certaines de ses cavités salines pour le stockage de cet hydrogène et à améliorer les conditions techniques de son injection dans les réseaux de gaz ou à la reconversion des infrastructures existantes pour transporter de l'hydrogène pur afin d'établir la crédibilité de l'hydrogène renouvelable comme une composante clé du futur mix énergétique français. Par ailleurs, le Groupe entend rééquilibrer son portefeuille d'infrastructures vers des géographies en croissance.

2.2.2.2 Risque de variations climatiques ayant un impact sur la demande et la production d'énergie

Description	Mesures de gestion des risques
	
Les informations présentées ici et dans la Section 3.3.1 "Impact du changement climatique - Risque F" rendent compte des risques financiers liés aux effets du changement climatique et des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité. À court terme, les phénomènes météorologiques (variation de température, inondation, vent, sécheresse, vagues de chaleur) ont un impact sur la production (en cas de manque d'eau dans les barrages notamment) et sur la demande d'énergie (fourniture de gaz en cas d'hiver chaud par exemple). Ils ont un effet direct sur les résultats du Groupe. À plus long terme, le changement climatique pourrait avoir un impact plus large sur les activités du Groupe : modification des besoins régionaux ou saisonniers en énergie, modification de la production du parc, obligation de réduction des émissions de CO_2éq. et régulations croissantes, conflits d'usage de l'eau, hausse des niveaux et de la température des mers et des fleuves, préservation des puits naturels de carbone et conflit d'usage de la biomasse, etc.	(voir également Section 3.5.4 "Les actions du Groupe") Pour ajuster l'offre aux fluctuations de la demande annuelle, ENGIE optimise son portefeuille d'actifs, de ressources gazières avec la modulation de ses approvisionnements et le pilotage de ses stockages souterrains, et du parc de production électrique. Pour gérer le risque à plus long terme, ENGIE agit à différents niveaux : • Le Groupe s'est fortement engagé dans la lutte contre le changement climatique, via l'investissement dans les technologies bas carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre et une démarche d'adaptation. Le Groupe promeut la généralisation au niveau international de prix du carbone, afin d'accélérer la transition vers une société bas carbone tout en garantissant une équité de traitement pour l'ensemble des acteurs. • Le Groupe s'est donné des objectifs à l'horizon 2030, en matière d'émissions de gaz à effet de serre et d'énergies renouvelables (voir Section 1.5.2 "Atteinte des objectifs RSE à horizon 2030") et une ambition de neutralité carbone d'ici 2045 sur l'intégralité de ses émissions de GES directes et indirectes. L'accroissement de son parc d'énergies renouvelables, la substitution du gaz naturel par du gaz renouvelable et le développement d'offres de services décarbonées constituent des axes majeurs de la stratégie d'ENGIE en faveur de la transition énergétique. Ainsi après avoir obtenu une certification 2°C par SBTi de sa trajectoire d'émissions de GES à 2030, le Groupe vient de s'engager sur un processus de certification d'une trajectoire compatible "*well below 2°C*" (voir Section 3.1.4 *"Certification Science-Based Targets"*). • Le Groupe élabore progressivement des plans d'adaptation afin de se préparer à une intensification des événements météorologiques extrêmes. • Après avoir anticipé la mise en œuvre de l'article 173 de la loi de transition énergétique française quant à une plus grande transparence sur les risques climat, le Groupe a suivi les travaux de la TCFD (*Task force on Climate related Financial Disclosure*) et s'est donné jusqu'à 2023 pour la mise en œuvre progressive de ces recommandations.

2.2.3 Risques économiques et concurrentiels

L'activité du Groupe est impactée par le niveau de la demande en énergie et les prix des matières premières ainsi que par la mutation profonde du secteur de l'énergie (décentralisation et décarbonisation de la production, énergies renouvelables, nouvelles technologies, digitalisation, nouveaux profils de concurrents, etc. (voir Sections 1.1.1 "Présentation" et 1.6 "Présentation des activités du Groupe").

Le risque lié à une situation économique dégradée en cas de prolongation de la crise de la Covid-19 n'apparait plus dans les risques majeurs du Groupe compte tenu de l'amélioration de la situation sanitaire par rapport à 2020 et à une moindre exposition du Groupe aux activités de services.

2.2.3.1 Risque de concurrence accrue sur les métiers de vente d'énergie et de services avec un impact sur les marges

Description	Mesures de gestion des risques
Dans ses différents métiers, le Groupe est en concurrence avec des acteurs d'une diversité de plus en plus grande : tant par leur taille (acteurs internationaux ou locaux émergents) que par la variété de leurs métiers. La décentralisation des systèmes de production d'énergie induite par la transition énergétique permet à des acteurs de taille plus réduite de se positionner en concurrence avec le Groupe sur certaines activités (photovoltaïque, services). L'émergence des technologies digitales et de la *smart energy* impacte la chaîne de valeur de l'électricité et du gaz, et aussi plus largement des services avec de nouveaux concurrents issus des technologies de l'information et des équipementiers. Plus généralement, sur les marchés de l'énergie, la concurrence tend à s'intensifier avec des acteurs (compagnies pétrolières, etc.) de plus en plus actifs sur la totalité de la chaîne de valeur. Le Groupe souhaite développer ses activités de *trading* vers de nouveaux produits et de nouveaux marchés, en particulier pour accompagner la décarbonisation de ses activités. Dans ce contexte il devra faire face à de nouveaux concurrents. Dans ce contexte très concurrentiel, le Groupe doit faire face à plusieurs enjeux : • le maintien de ses parts de marché sur les ventes d'énergie et de services dans les pays où il est historiquement présent, avec parfois une position de *leader* sur ces marchés, tout en assurant un niveau de rentabilité optimal, le maintien d'un seuil de rentabilité optimal dans un contexte de protection accrue des consommateurs face à la flambée des prix des énergies (voir Section 2.2.1.3 "Risque d'intervention des États en vue de protéger le consommateur final") ; • le renouvellement rentable des concessions de réseaux de chaleur et d'infrastructures électrique ; • le développement de ses activités et de son portefeuille clients dans des pays ciblés.	Le Groupe réalise une surveillance constante de son positionnement concurrentiel au travers de dispositifs de veille adaptés. Il développe régulièrement de nouvelles offres pour répondre à l'évolution des attentes clients : digitalisation, verdissement des offres, développement de solutions "neutralité carbone". Il améliore en permanence la performance d'exploitation des réseaux qu'il opère et veille à verdir progressivement leur mix énergétique.

2.2.3.2 Risque de baisse des revenus issus des centrales de production d'électricité dans la région du Golfe à l'arrivée à échéance des contrats long terme

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans les pays du Golfe, ENGIE intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs (principalement de centrales combinées à gaz) et vend l'électricité et l'eau produites dans le cadre de contrats publics d'achat d'électricité et d'eau à long terme (*Power (& Water) Purchase Agreement – P(W)PA*). À l'échéance de ces contrats, les actifs se trouveront dans un environnement commercial incertain impacté par le régime juridique et réglementaire en vigueur à ce moment-là. Plusieurs issues sont possibles, pouvant avoir un impact sur les revenus du Groupe : • prolongation des contrats à des conditions à négocier ; • vente de l'électricité produite sur les marchés, exposée à la volatilité des prix de marché (cas d'Oman) ; • mise sous cocon des actifs en cas de surcapacité temporaire du marché ; • fermeture définitive des actifs.	Le Groupe mène une étude approfondie des marchés et agit de façon proactive en vue de prolonger ou remplacer ces contrats, en participant au processus de prolongation des contrats organisé par les autorités nationales compétentes. L'accent mis sur la performance et la flexibilité des centrales augmente également les chances d'une position commerciale compétitive.

2.2.4 Risques financiers

L'évolution de la situation internationale liée à la guerre en Ukraine reste incertaine à ce stade, et fait l'objet d'un suivi par le Groupe qui est attentif à toutes les conséquences potentielles de la crise notamment sur l'activité et les résultats (marchés et prix des matières premières, approvisionnement, valeur de certains investissements (voir Section 2.2.1.6 "risque pays")).

2.2.4.1 Risque de marché sur matières premières

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe est principalement exposé à deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix, directement liés aux fluctuations des prix de marché, et les risques de volume (risque météorologique et/ou dépendant de l'activité économique). Le Groupe est exposé à ces risques, en particulier sur le gaz, l'électricité, le CO_2 et d'autres produits verts ou blancs liés à la transition énergétique (Garanties d'Origine, CEE-certificats d'économie d'énergie, et CRM-*Capacity Remuneration Mechanism*) (voir Note 18.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés"). Le Groupe a fortement réduit son exposition aux risques de marché ces dernières années après la cession de ses centrales thermiques aux États-Unis, de ses activités d'exploration-production et de GNL, et de ses centrales charbon européennes. Son exposition au risque de prix reste néanmoins importante sur ses actifs nucléaires, hydrauliques et thermiques gaz. Les actifs renouvelables, qui sont très largement contractés jusqu'en 2030, génèrent peu d'exposition au risque de prix mais sont exposés aux risques liés à leur caractère intermittent. À l'exception des activités de *trading*, l'évaluation des risques de marché est réalisée au travers de leur impact sur l'EBITDA. Ainsi, les principaux indicateurs de risques pour la gestion de portefeuilles d'énergie comprennent des sensibilités aux variations unitaires de prix, des EBITDA *at Risk*, des ratios de couverture des portefeuilles et des *stress tests* basés sur des scénarios défavorables prédéfinis. Pour les activités de *trading* et conformément aux standards du marché, les indicateurs de risques comprennent des sensibilités, des *Value at Risk* (VaR) et des *stress tests* (voir Note 18.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés").	Le Groupe a mis en place une gouvernance spécifique pour la maîtrise des risques de marché et de contrepartie reposant sur : • le principe général de séparation entre gestion et contrôle des risques ; • un Comité des Risques Marché Énergie (CRME) au niveau du Groupe en charge de la validation des politiques de risques et du suivi de l'exposition consolidée ; • le suivi de mandats de risques de marché et de contrepartie, et • une filière de contrôle spécifique coordonnée par la Direction Financière. Une partie des activités de production d'électricité, hors Europe, est assurée par des contrats de vente d'électricité à long terme appelés *Power Purchase Agreements* (PPA) dans lesquels les variations des coûts opérationnels, en particulier des combustibles, sont transférées en *pass-through* dans le prix de vente de l'électricité. Ceci limite fortement l'exposition aux risques de variation des prix des combustibles, même si, dans certains contrats, le transfert n'est pas réalisé totalement à l'identique. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions, que ce soit sur les courbes à terme pour le risque prix ou à plus court terme sur les risques liés à l'intermittence de la production renouvelable.

2.2.4.2 Risque de change (translationnel, transactionnel, de conversion)

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe est exposé aux risques de change, définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change, dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en : • un risque transactionnel lié aux opérations courantes ; • un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession ; et • un risque translationnel qui provient de la conversion lors de la consolidation des éléments de l'état de situation financière et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollars américains, en réals brésiliens et en livres sterling. Dans un contexte de marché particulièrement volatile, le risque translationnel reste un risque significatif pour le Groupe. La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net ainsi qu'une analyse de sensibilité aux risques de change, sont présentés respectivement dans la Note 18.1.3. et la Note 18.1.4 de la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés".	Dans le cadre de la politique de risques de change du Groupe, le risque transactionnel récurrent fait l'objet d'une couverture systématique dès lors que ce risque est matériel et quasi certain. Lors de l'instruction des dossiers d'investissement, le risque transactionnel spécifique fait l'objet d'une stratégie de couverture au cas par cas. Enfin, le risque translationnel fait l'objet de stratégies de couverture partielle, sous réserve d'un coût de couverture raisonnable et d'une liquidité suffisante du marché au regard du risque de dépréciation de la devise.

2.2.4.3 Risque fiscal

Description	Mesures de gestion des risques
	
Compte tenu de leurs contraintes budgétaires, que l'accroissement des dettes publiques résultant de la crise sanitaire de la Covid-19 ne fait qu'exacerber, ainsi que des pressions de la société civile, de nombreux États ont introduit des mesures anti-abus, générales et spéciales, au champ d'application étendu et en partie subjectif, et ont donné à leurs services de contrôle des pouvoirs d'investigation renforcés. C'est ainsi que les États membres de l'Union européenne ont transposé plusieurs Directives visant la lutte contre l'optimisation fiscale (voir Directive ATAD1 et 2 (1), DAC6 (2)) et la Commission leur a proposé des mesures complémentaires lors de sa communication du 18 mai 2021 qui devraient être formalisées dans de nouvelles directives à court terme. Dans le cadre des discussions actuelles sur les défis de la digitalisation de l'économie, au sein de l'OCDE et de son cadre inclusif, d'autres projets de réforme de la fiscalité internationale sont prévus : le Groupe pourrait être impacté par le pilier 2 de ce projet visant à instaurer, dès 2023, une taxe supplémentaire au niveau de la juridiction de la maison mère au titre des résultats consolidés réalisés par le Groupe dans une juridiction où ils bénéficient d'un taux effectif inférieur à 15%. L'augmentation de sa charge fiscale pourrait venir soit de l'accroissement des taux d'imposition locaux soit du prélèvement complémentaire dans la juridiction de sa maison mère. Elle serait complétée d'un renchérissement de ses coûts de conformité compte tenu de l'extrême complexité du projet à date. Le Groupe sera tout particulièrement sensible au sort réservé aux pertes reportables anciennes dans le calcul des taux effectifs d'imposition par juridiction. La Commission prévoit de relayer ce projet en proposant une Directive en 2022. En complément de ces mesures, la Commission souhaite réactiver à moyen terme son ancien projet d'harmonisation européenne (voir ACCIS (3)) qui représenterait un changement significatif de la fiscalité en Europe. Ces projets de réforme créent des incertitudes et peuvent impacter les résultats du Groupe à des horizons différents.	Le Groupe a élaboré et publié une politique fiscale en 2020. Elle est disponible sur https://www.engie.com/ La politique souligne l'importance de la fiscalité pour le Groupe et son attachement à un système fiscal durable, stable et clair, administré de manière équitable et transparente. La fonction fiscale et la gestion des risques est confiée au Directeur financier du Groupe et plus particulièrement à la Direction Fiscale Groupe qui informe le Comité d'Audit de la mise en œuvre de la politique fiscale et du dispositif de contrôle interne. Des procédures internes, comprenant des mécanismes de contrôle réguliers, ont été mises en place pour s'assurer du respect des obligations fiscales dans les pays concernés. Des procédures couvrent également le choix d'implantation des structures du Groupe. Le Groupe ne prend pas de positions fiscales spéculatives qui créent un risque fiscal ou qui ne reflètent pas leur réalité économique. Le Groupe entretient des relations officielles, ouvertes et constructives avec les gouvernements et autorités fiscales et suit attentivement les projets de réforme. De plus, ses pratiques fiscales sont conformes à son Code éthique et à ses principes en matière de responsabilité environnementale, sociale et sociétale. Ainsi, le Groupe considère qu'il respecte les exigences posées par l'article L22-10-36 du Code de commerce en matière de lutte contre la fraude fiscale.

(1) ATAD : Anti Tax Avoidance Directive
(2) Directive relative à la Coopération administrative
(3) ACCIS : Assiette commune consolidée pour l'impôt des sociétés

2.2.4.4 Risque sur le financement des pensions de retraite

Description	Mesures de gestion des risques
	
Une part significative des engagements de retraite et des actifs affectés à ces plans est concentrée en France et en Belgique. Les autres régimes de retraite à prestations définies concernent principalement l'Europe et le Brésil. Au cours des dernières années, le Groupe a fermé de nombreux régimes à prestations définies au profit de régimes à cotisations définies. La Note 21 de la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés" précise les éléments évalués et comptabilisés. Le calcul des engagements est estimé par des méthodes actuarielles utilisant des méthodologies, hypothèses et modèles pour l'évaluation des passifs ou la détermination des allocations d'actifs et des risques associés qui peuvent avoir un impact significatif sur les niveaux de couverture et les besoins de financement. En France, le régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) est un régime légal et les engagements afférents sont estimés sur la base d'hypothèses actuarielles et de règles régissant respectivement les prestations versées par les régimes de droit commun et les montants restant à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles peuvent faire l'objet d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements du Groupe et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes. Des engagements importants, au titre d'autres avantages au personnel postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme du personnel en activité, s'ajoutent aux passifs de retraites ; il s'agit notamment de l'avantage en nature énergie consenti au personnel du périmètre IEG pendant la période de retraite. Les niveaux de couverture et les besoins de financement des plans de retraite du Groupe varient en fonction de la performance des marchés financiers et des allocations d'actifs retenues, du niveau des taux d'intérêt et d'inflation ainsi que de l'évolution des cadres juridiques et réglementaires applicables. Concernant certains plans, hors périmètre IEG, ENGIE pourrait être amené à financer partiellement ou totalement toute différence entre la valeur de marché des actifs et les niveaux de couverture prévus, ou toute insuffisance de rendement des actifs au regard de taux moyens minimums garantis. Globalement sur l'année 2021, les fonds affichent pour la plupart une performance positive.	Le Groupe a mis en place une politique de couverture des engagements de retraites spécifiques à chacun des pays et législations concernées. Sur le périmètre IEG, le financement du régime s'effectue via l'externalisation d'actifs dans le cadre de contrats d'assurance vie. Pour la majeure partie des régimes à l'international, la couverture des passifs s'effectue via le financement de fonds de pension dans lesquels le Groupe s'efforce d'être présent dans la gouvernance autant que les législations le permettent. L'avantage en nature énergie consenti au personnel du périmètre IEG pendant la période de retraite n'est pas couvert.

2.2.4.5 Risque de contrepartie

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) – voir Note 18.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés". L'impact peut se ressentir au niveau du paiement (non-paiement de prestations ou de livraisons réalisées), de la livraison (non-livraison de prestations ou de fournitures payées), des actifs (perte de placements financiers) ou du manque à gagner en cas de faillite du client ou de coûts supplémentaires en cas de défaillance d'un fournisseur. Le développement d'offres vertes au travers de *Corporate PPAs* sur des durées plus longues que les ventes traditionnelles conduit à une augmentation de ces risques de contreparties. En outre ces contrats sont souvent signés avec des contreparties qui ne sont pas toujours *Investment Grade* (*rating* AAA à BBB-).	La solidité financière des clients est évaluée avant signature de contrats, via une méthodologie et des outils communs à l'ensemble du Groupe. Les risques sont gérés au travers de contrats-cadres avec des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de *netting*, appels de marge, ou via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés. Les activités opérationnelles peuvent en outre donner lieu à des prépaiements et à des procédures de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse. La Note 18.2 de la Section 6.2 "Comptes consolidés" apporte des précisions sur ces mesures de risque dans le cadre de la crise de la Covid-19.

2.2.4.6 Risque sur le rendement des montants de provision investis par Synatom en vue du démantèlement nucléaire et de la gestion du combustible usé

Description	Mesures de gestion des risques
	
Synatom investit sur les marchés financiers le montant des provisions versées par Electrabel pour couvrir les coûts du démantèlement des centrales nucléaires et de la gestion du combustible usé (voir Note 20.2.4 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"). Si, lors de l'utilisation des fonds il s'avérait que les montants provisionnés étaient insuffisants, Electrabel devrait compenser l'écart. À plus court terme, la valeur des placements de Synatom est couverte par un contrat de garantie de valeur entre Electrabel et Synatom par lequel, si à l'échéance de ce contrat (en 2025), la valeur de marché était inférieure à la valeur comptable, Electrabel devrait compenser l'écart de valeur.	Le pilotage des investissements est confié à une équipe dirigée par un directeur des investissements. Un comité des investissements composé d'experts, tous administrateurs de Synatom, est chargé de superviser les décisions d'investissement, dans le cadre d'une politique d'investissement imposant un profil de risque maîtrisé afin d'atteindre les objectifs de rendement et une diversification importante des risques, en s'appuyant sur une politique de contrôle des risques rigoureuse.

2.2.5 Risques industriels

Les domaines d'activité dans lesquels le Groupe opère comportent des risques industriels susceptibles de générer des dommages aux personnes, aux biens ou à l'environnement, en lien avec son profil d'énergéticien. Ces risques pourraient mettre en jeu sa responsabilité civile, pénale et/ou environnementale. Ils peuvent concerner des installations appartenant au Groupe ou gérées par lui pour le compte de clients, ou sur lesquelles interviennent des collaborateurs. La sécurité industrielle des installations sur lesquelles le Groupe intervient est une de ses préoccupations majeures. Le traitement de ces risques fait l'objet d'une attention soutenue et d'investissements spécifiques, et des audits des installations concernées sont conduits régulièrement.

Installations industrielles et sites Seveso

Le Groupe exploite ou construit des systèmes de transport, de distribution ou de stockage de gaz, de regazéification, de liquéfaction de gaz, de biométhanisation. Il exploite ou construit également des centrales de production d'électricité à partir de gaz, des ouvrages hydrauliques, des parcs éoliens et des installations photovoltaïques. Il effectue des prestations de services délivrées en milieu industriel. Certaines de ces installations sont du type "Seveso seuil haut".

2.2.5.1 Risques d'accident industriel

Description	Mesures de gestion des risques
	
Les risques d'accident industriel peuvent découler, par exemple, d'incidents d'exploitation, de défauts de conception ou d'événements extérieurs (actions de tiers, catastrophes naturelles). Ces accidents pourraient provoquer des blessures, des pertes humaines, des dommages aux biens ou à l'environnement, des interruptions d'activité et des pertes d'exploitation. L'adaptation des conditions de travail liée à la pandémie n'a pas eu d'impact sur la sécurité industrielle des installations exploitées par le Groupe. Les Plans de Continuité d'Activités (PCA) ont été adaptés à la pandémie et mis en œuvre. L'exploitation de l'ensemble des actifs industriels s'est poursuivie en maîtrisant les risques associés.	Le Groupe opère ses activités industrielles dans le cadre des réglementations de sécurité, dont la Directive européenne dite "Seveso III [(1)]". La maîtrise de ces risques industriels est assurée par la mise en œuvre de systèmes de management de la sécurité basés sur l'amélioration continue. Ces systèmes visent à diminuer le niveau de risque résiduel en traitant en priorité les risques les plus élevés. Par ailleurs, la sécurité industrielle est intégrée de manière spécifique (standards et référentiels) dans les programmes d'audit et de contrôle interne du Groupe. En outre, ENGIE mandate des experts externes pour auditer ses actifs industriels. Des audits réguliers sont réalisés par les autorités compétentes locales. La protection des systèmes de contrôle industriels est intégrée au déploiement de la politique de sécurité des systèmes d'information du Groupe. Ces risques sont pour la plupart couverts par des polices d'assurances. En cas de sinistre majeur, ces assurances pourraient s'avérer insuffisantes (voir Section 2.1.3 "Couverture des risques et assurances"). Un "Comité de Sécurité Industrielle Groupe" est en place pour superviser les actions Groupe et renforcer une culture uniforme et transverse sur le risque industriel. Il se réunit à un rythme semestriel, et autant que besoin sur des sujets spécifiques. La nouvelle organisation du Groupe avec la mise en place des GBU renforce la dimension "métier" du *management* des risques industriels en facilitant le partage des retours d'expérience et des bonnes pratiques. Le programme de prévention a fait l'objet en 2021 d'actions de renforcement, notamment : • la mise à disposition des entités opérationnelles d'un outil d'auto-évaluation de la maturité de leur système de *management* de la sécurité industrielle ; • l'accompagnement des entités développant leur système de *management* ; • l'élaboration de *guidelines* destinées à limiter les effets des incendies de forêt sur les actifs industriels du Groupe ; • le partage de bonnes pratiques pour le *management* du risque incendie sur les fermes photovoltaïques et sur les éoliennes. Une communauté d'experts en sécurité industrielle est animée de manière spécifique ; elle rassemble des représentants des différentes entités opérationnelles et permet d'échanger sur les retours d'expérience et les bonnes pratiques en matière de gestion des risques industriels.

(1) Directive 96/82/CE modifiée et abrogée par la Directive 2012/18/UE dite "Seveso III"

Activités nucléaires

Electrabel a établi des principes de gouvernance pour l'exploitation, la maintenance et le démantèlement de centrales nucléaires sur la base de son expérience d'exploitant et de prestataire de services. Il agit également sur le recrutement, la formation et la fidélisation de ses collaborateurs, à la fois pour le parc en exploitation, les entités de services au nucléaire et le développement de nouveaux services.

En Belgique, Electrabel, filiale du Groupe, détient et exploite sept réacteurs nucléaires à eau pressurisée répartis sur deux sites de production, Doel et Tihange.

2.2.5.2 Risque d'augmentation des coûts de traitement et de stockage des différentes catégories de déchets radioactifs en fonction des exigences techniques de l'ONDRAF

Description	Mesures de gestion des risques
• L'ONDRAF pourrait appliquer des critères d'acceptation plus stricts pour les déchets faiblement ou moyennement radioactifs de courte durée de vie (Catégorie A) (voir Section 2.2.1.1). Par le passé, les déchets de Catégorie A ont été conditionnés en respectant les critères d'acceptation de l'époque. Si ces critères d'acceptation devaient devenir plus stricts, ceci pourrait entraîner un besoin de reconditionnement. Il existe également un risque de retraitement de certains fûts de déchets nucléaires de moyenne activité suite à la découverte d'un gel à la surface de ceux-ci qui les a endommagés. Enfin, les tarifs de l'ONDRAF pourraient être amenés à évoluer à la hausse, conduisant à une augmentation du tarif d'enlèvement des déchets radioactifs issus de l'exploitation des centrales ; • Electrabel développe deux projets de construction de nouveaux bâtiments pour l'entreposage temporaire du combustible usé à la centrale de Tihange et à la centrale de Doel. Ces bâtiments sont nécessaires pour pouvoir entreposer temporairement le combustible usé sur les sites, poursuivre les activités sur les sites et préparer le démantèlement. Pour Tihange, le projet a obtenu les permis requis d'exploitation et d'urbanisme les 26 janvier 2020 et 21 février 2020 respectivement. Des recours en annulation ont été introduits à l'encontre de ces permis par des citoyens locaux. Les recours, non suspensifs, sont en cours. Pour Doel, le projet a obtenu les permis requis d'exploitation et d'urbanisme les 31 mai 2021 et 14 juillet 2021 respectivement. Aucun recours n'a été introduit à notre connaissance ; • Suite à la découverte d'un gel à la surface de certains fûts de déchets de moyenne activité, les procédés de conditionnement des déchets ont fait l'objet de contrôles par l'ONDRAF plus rigoureux et dont les critères d'acceptation sont plus stricts. Il en résulte que des accréditations de plusieurs procédés n'ont pas été renouvelées ou ont été retirées. Sans ces accréditations, le traitement de ce type de déchets devrait alors être externalisé.	• Un groupe de travail a été mis sur pied avec l'ONDRAF dans le but de traiter la problématique du stockage des déchets de catégorie A ; • Les recours introduits à l'encontre des permis sont suivis étroitement ; • Concernant l'accréditation de conditionnement des résines et des concentrats, le programme de validation d'un procédé se poursuit. En attendant ces déchets sont entreposés dans des réservoirs sur les sites.

(1) Directive 96/82/CE modifiée et abrogée par la Directive 2012/18/UE dite "Seveso III"

2.2.5.3 Risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sûreté nucléaire

Description	Mesures de gestion des risques
Le risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sûreté nucléaire est susceptible de détériorer les objectifs de performance. La performance industrielle et la sûreté des installations nucléaires d'Electrabel sont en amélioration sur la période 2020-2021 et les principaux indicateurs sont en bonne progression. La disponibilité du parc de production nucléaire à fin décembre 2021 s'établit à 92%, correspondant à une production de 47,9 TWh, une disponibilité inégalée depuis l'année 2000. La disponibilité du parc de production nucléaire s'établissait en 2020 à 62,6%. Elle fut une année spécifique en termes de disponibilité avec de très nombreux arrêts planifiés en parallèle. Les raisons d'indisponibilité peuvent être de plusieurs natures : • problèmes techniques liés au vieillissement des installations ou à la fiabilité de certains équipements ; • nombre insuffisant d'opérateurs qualifiés sur site ; • saturation des stockages temporaires de déchets radioactifs.	• La gestion du vieillissement au niveau du parc de production fait l'objet d'un suivi renforcé. • Une politique et des actions spécifiques de maintien des compétences sont mises en place. • Plusieurs procédures d'accréditation de nouveaux fournisseurs ou d'équipements supplémentaires sont en cours avec les autorités. Une première accréditation a été obtenue pour un nouveau fournisseur de containers et les premiers containers sont en cours de fabrication.

2.2.5.4 Sûreté et sécurité nucléaire

Description	Mesures de gestion des risques
	
Bien que, depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, les sites de Doel et Tihange en Belgique n'aient jamais connu d'incident majeur de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement, ils sont susceptibles de mettre en jeu la responsabilité civile d'Electrabel, notamment en cas d'accident nucléaire ou de rejets importants de radioactivité dans l'environnement	Electrabel a mis en œuvre un dispositif de contrôle interne et industriel sur la sûreté nucléaire et la sécurité des installations conforme aux standards extrêmement élevés de la profession et qui s'exerce à plusieurs niveaux : • le Rapport de Sûreté fixe les structures de contrôle du *design*, des procédures d'exploitation et définit les ressources humaines dédiées ; • les principes de sûreté sont intégrés dans la gestion opérationnelle des centrales ; • le respect des principes fait l'objet d'une supervision managériale à plusieurs niveaux ; • le respect des principes fait l'objet de contrôles indépendants des organisations opérationnelles ; • il peut s'appuyer sur des points de contrôles nombreux, documentés et quantifiés, ainsi que sur des audits. Toute personne amenée à travailler dans une centrale nucléaire a une qualification adéquate et est sensibilisée à sa responsabilité personnelle vis-à-vis de la sûreté nucléaire, en particulier les opérateurs de conduite. Dans l'exploitation, le respect des consignes de sûreté, de sécurité et l'état des installations sont soumis à des contrôles par l'AFCN, autorité de sûreté nucléaire belge, assistée par Bel-V, sa filiale d'appui technique, ainsi qu'à des contrôles indépendants réalisés par le département de sûreté nucléaire d'Electrabel qui dépend directement de son Directeur Général, indépendamment de la ligne hiérarchique qui gère les sites d'exploitation nucléaire. Par ailleurs, les deux sites nucléaires sont certifiés OHSAS 18001, ISO 45001, ISO 14001 et EMAS. Electrabel prend en compte les retours d'expérience et les "*peer review*" externes pour continuer d'améliorer la sûreté et sécurité des installations (catastrophes naturelles plus sévères, risques de cyber-attaques, sabotage). De plus, le risque terroriste est traité avec les autorités compétentes de l'État belge. Afin de renforcer la culture de sûreté à Doel et Tihange, Electrabel, en accord avec l'AFCN a mis en place un plan CORE (*COmmon REsponsibility*), concernant tant les fonctions centrales que les deux sites nucléaires. Ce plan a été clôturé avec succès par l'AFCN en août 2019. Les actions engagées font partie intégrante du système de *management* et suivies dans le cadre des inspections relatives au système de *management*. Aussi bien le département sûreté nucléaire en interne, que l'AFCN et les *peers* du World Association of Nuclear Operators (WANO) identifient un progrès au niveau de la culture de sûreté au sein d'Electrabel, le contexte de sortie progressive du nucléaire nécessitant par ailleurs une vigilance particulière.

2.2.6 Autres risques opérationnels

2.2.6.1 Cybersécurité

Description	Mesures de gestion des risques
L'utilisation de nouvelles technologies, la multiplication des objets connectés, l'évolution des systèmes de contrôle industriels, la généralisation des outils de mobilité, de l'informatique en *cloud* et le développement de nouveaux usages, dont les réseaux sociaux ou l'analyse approfondie de données, exposent le Groupe à des menaces sans cesse renouvelées. Des cyber-incidents tels que des attaques par rançongiciel, des vols d'informations personnelles ou sensibles, la corruption de systèmes de contrôle industriels ou la compromission des liaisons avec les clients ou fournisseurs du Groupe pourraient conduire à des blocages, des retards et/ou des surcoûts dans la gestion des services du Groupe ou de ses infrastructures de production. Ceci pourrait nuire aux activités ou à la réputation du Groupe. Le risque pourrait augmenter avec le développement de la digitalisation de ses métiers et l'essor du télétravail, la multiplication des attaques ou la limitation des couvertures de cyber-assurances disponibles.	Le Groupe adapte en permanence ses mesures de prévention, de détection et de protection de ses systèmes d'information et de ses données critiques. Ainsi, il dispose : • d'un Centre Opérationnel de Sécurité (SOC) en charge de la surveillance de ses infrastructures et applications critiques (gestion et industriels) et de la détection des incidents. Il agit au niveau mondial et est opéré conjointement avec la société Thalès ; • d'une équipe de réponse aux incidents cyber (CERT) garante de la bonne réaction aux cyberattaques en assurant la coordination de toutes les entités de Groupe et l'interaction avec les organisations cyber externes telles que l'Agence Nationale de la Sécurité des Systèmes d'Information ; • de contrôles renforcés pour les accès à ses plateformes internes et *cloud*. L'usage d'outils collaboratifs sécurisés dans le *cloud,* avec l'authentification à deux facteurs, a permis de ne pas accroître l'exposition au risque cyber durant la crise de la Covid-19 tout en permettant la continuité des opérations ; • de dispositifs de prévention d'intrusion sur ses réseaux et systèmes ainsi que de chiffrement de ses données sensibles ; • d'une cyber-assurance. Pour se conformer aux réglementations (ex. Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles, Directive européenne n° 2016/1148 sur la sécurité des réseaux et des systèmes d'information), des évaluations sont organisées auprès des sites ou des applications concernées et certaines entités du Groupe ont engagé des démarches de certification de la sécurité de leurs systèmes d'information de type ISO 27001. ENGIE travaille également avec une agence de cyber notation afin d'avoir un contrôle indépendant de son niveau de cybersécurité. Les attaques d'amplitude majeure sont gérées par un dispositif spécifique de réponse à cyber-incident et un dispositif de gestion de cyber-crise complétant le dispositif de gestion de crise du Groupe. Des exercices de redémarrage des systèmes sensibles sont menés, adressant notamment des scénarios de type "rançongiciel". Les mesures de cybersécurité organisationnelles, fonctionnelles, techniques et juridiques font l'objet de contrôles permanents qui incluent des campagnes de tests (intrusion, *social engineering* et *phishing*) ainsi que des campagnes de sensibilisation.

2.2.6.2 Risque portant sur la réalisation de grands projets

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe assoit sa croissance sur différents projets de construction ou de démantèlement d'actifs industriels comme des infrastructures gazières ou électriques de production ou de transport, dont il est le maître d'ouvrage. Parmi ces projets figurent des usines de dessalement (dont Yanbu en Arabie saoudite), des parcs éoliens en mer (Le Tréport et Noirmoutier en France, Moray East au Royaume-Uni) – lesquels projets font partie du périmètre de la filiale Ocean Winds, des infrastructures électriques (lignes à haute tension Gralha Azul et Novo Estado au Brésil), les travaux préparatoires à la mise à l'arrêt, à la décontamination et au démantèlement des tranches nucléaires en Belgique. Les risques pesant sur les projets sont par ailleurs identifiés dans différents projets de taille moyenne à petite du secteur des énergies renouvelables (projets éoliens, solaires, hydroélectriques) et des infrastructures urbaines, dans différentes localités. La rentabilité de ces actifs dépend en particulier de la maîtrise des coûts et des délais de construction, de la performance opérationnelle de l'actif industriel, de phénomènes exogènes (catastrophes naturelles, mouvements de grève), des aléas réglementaires et fiscaux, et de l'évolution du contexte concurrentiel et des marchés d'énergie à moyen et long termes, qui pourraient dégrader la rentabilité de certains actifs, entraîner une perte de revenus ou nécessiter une dépréciation d'actifs. Le Groupe est également engagé dans la conception et la construction d'installations d'envergure pour des clients tiers. Bien que ces projets fassent toujours l'objet d'études poussées et que le Groupe bénéficie d'une expertise reconnue, il peut arriver que les délais de construction ne puissent pas être respectés et conduisent à des pénalités et à des pertes de revenus, que les coûts de construction soient supérieurs à ceux initialement prévus, que la performance des installations ne soit pas conforme au cahier des charges ou qu'un accident ultérieur mette en cause la responsabilité civile professionnelle et/ou pénale du Groupe. Cela pourrait avoir un impact négatif sur l'image, la situation financière ou les résultats du Groupe.	Le Groupe met en œuvre un support opérationnel aux projets et leur supervision et a mis en place un pilotage du portefeuille des projets d'un montant supérieur à 30 millions d'euros (qu'ils soient de type investissement ou installation) pour fournir les alertes nécessaires à la mise en œuvre des actions correctives. Une politique en matière de supervision de la construction des projets et des méthodes communes de *management* des projets viennent renforcer les dispositifs existants au sein des entités réalisant des projets industriels. Par ailleurs, ENGIE poursuit le déploiement de formations sur la gestion des risques et des contrats dans les projets auprès des chefs de projet et développeurs dans un objectif de professionnalisation de la filière. Le Groupe réactualise régulièrement son guide de gestion des risques projets. Enfin, ENGIE met en œuvre des dispositifs de *contract management* pour gérer proactivement les relations contractuelles avec ses clients, ses partenaires et fournisseurs. En sa qualité de maître d'ouvrage, les contrats passés par ENGIE avec les constructeurs comportent des clauses de garanties et d'indemnisation couvrant les défauts de construction et manquements des constructeurs relatifs aux délais et à la performance des actifs industriels livrés. De plus, la souscription d'assurances permet d'indemniser les sinistres assurés mais aussi d'améliorer la prévention.

2.2.6.3 Acquisition et intégration

Description	Mesures de gestion des risques
	
Pour son développement, le Groupe procède de manière sélective à des acquisitions, financées par fonds propres ou par recours à l'endettement. Les acquisitions présentent des risques liés aux difficultés d'intégration, à la non-réalisation des synergies envisagées ou à l'occurrence de problèmes non anticipés (ressources humaines, éthique, litiges, etc.) qui peuvent impacter les résultats et la valeur des sociétés acquises et conduire à des dépréciations d'actifs. L'évaluation et l'allocation des risques dépendent notamment de la qualité de l'information transmise et de son analyse ainsi que du résultat du processus de négociation. Par ailleurs, les partenariats constituent l'un des moyens pour le Groupe de partager les risques économiques et financiers propres à certains projets, en limitant ses capitaux engagés et en lui permettant de s'adapter au contexte spécifique des marchés locaux. Le Groupe veille à la protection de ses intérêts en tant que partenaire grâce notamment à la signature de pactes d'actionnaires, à sa représentation éventuelle dans la gouvernance (Conseil d'Administration, postes de management) ou à la remontée d'informations. Toutefois, l'évolution du projet, de la situation économique, de la stratégie du partenaire ou du Groupe, voire du contexte politique local peuvent, le cas échéant, conduire à l'évolution du contrôle ou de la gouvernance d'un partenariat ou au désinvestissement d'une participation.	L'étude de chaque projet d'acquisition repose tout d'abord sur son adéquation avec la raison d'être du Groupe et sa contribution aux ambitions stratégiques et industrielles. Les processus d'audit (*due diligences)* et la structuration du projet visent ensuite à identifier et apprécier les risques propres à chaque opération au regard de la rentabilité attendue et à mettre en place les mécanismes de prudence et de mitigation adaptés. L'appréciation de cet équilibre est au centre des débats lors de la prise de décision par l'équipe managériale dans le cadre d'un processus d'investissement structuré et rigoureux. Le Groupe s'est doté d'une équipe Intégration dédiée (IMO - *Integration Management Office*), d'une politique et d'outils adaptés afin d'accompagner les entités opérationnelles et l'équipe *Corporate M&A* dans le processus d'acquisition dès la phase de développement (avant "*signing*") et jusqu'à la réalisation des intégrations. Un document complémentaire a été édité en 2021 pour mieux appréhender et maîtriser les risques liés à l'intégration dès le stade de la *due diligence*. Par ailleurs le retour d'expérience acquis lors des *lookbacks* est intégré par les Comités d'investissement lors de l'analyse des nouveaux projets de développement. Au cours de l'année 2021, l'équipe IMO a accompagné le projet d'acquisition d'Eolia (activités renouvelables) en Espagne (signé en novembre et dont le *closing* est prévu début 2022). IMO poursuivra sa mission d' "*integration manager*" dans la phase d'exécution. Dans le cadre de ses partenariats, le Groupe peut notamment mettre en place des dispositifs contractuels de résolution des blocages ou de litiges ou des clauses de sortie afin d'éviter les situations de conflit entre le(s) partenaire(s). Par ailleurs, le Groupe cherche à faire évoluer sa stratégie partenariale afin de simplifier la gestion de ses partenariats et à s'appuyer sur un nombre plus restreint de partenaires par activité et par zone géographique.

2.2.6.4 Risque d'approvisionnement dans le secteur des énergies renouvelables

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans un contexte mondial de transition énergétique, les fournisseurs de technologies bas carbone sont fortement sollicités par tous les acteurs énergétiques. Ces fournisseurs sont par ailleurs impactés par la prédominance géographique de fabrication de certaines matières premières dans des régions visées par des allégations de travail forcé aboutissant récemment à des réactions nationales et internationales et notamment des sanctions économiques. À titre d'exemple, le Groupe développe aux États-Unis des fermes solaires et importe dans ce cadre une grande partie de ses panneaux solaires de provinces chinoises. Depuis juin 2021, du fait des allégations de travail forcé dans ces provinces, les autorités américaines ont banni, sur ordonnance (*Withhold Release Order*), certains producteurs chinois de ces matières premières et ont mis en place des restrictions d'importations aux autres fournisseurs qui utiliseraient ces produits des régions incriminées. Par ailleurs, les prix de ces matières premières ainsi que le coût du fret international ont sensiblement augmenté. Ces différents facteurs peuvent entrainer des retards et surcoûts budgétaires excédant éventuellement les contingences des projets et donner lieu à des réclamations de la part des clients. De plus, ENGIE ne souhaite pas s'approvisionner auprès de fabricants chinois qui n'apportent pas la preuve qu'ils n'ont pas recours au travail forcé. Dès lors, ENGIE a mis en place en 2021, un plan d'action spécifique de vigilance approfondie pour identifier et gérer les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine. ENGIE s'est engagé à assurer le respect des droits internationaux et veiller activement à ce qu'il n'y ait aucun recours au travail forcé et ce sur l'ensemble de sa chaîne d'approvisionnement.	Le Groupe développe différentes stratégies afin de limiter sa dépendance envers les fournisseurs clés : • Par la diversification des sources d'approvisionnement : le Groupe travaille à nouer des partenariats, en plus des fournisseurs habituels conformes, avec des producteurs en dehors des pays à risque et en relocalisant au plus près de l'utilisateur final ; • Aux États-Unis, le Groupe a mandaté un organisme de contrôle spécialisé pour conduire des audits des protocoles de traçabilité des fournisseurs des panneaux solaires et leur capacité à se conformer à la réglementation américaine des importations ; • Sur plus long terme, le Groupe travaille à améliorer les technologies utilisées et le recyclage des matériaux de ses anciens parcs via ses centres de recherche. Les principales mesures mises en place afin d'identifier et gérer les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine incluent des *due diligence* approfondies sur les fournisseurs, des justificatifs demandés aux fournisseurs quant à leur chaîne d'approvisionnement, l'engagement par écrit des fournisseurs à ne pas recourir au travail forcé, l'envoi de questionnaires par lesquels les fournisseurs doivent justifier qu'ils interdisent le travail forcé, si nécessaire des enquêtes approfondies et des ruptures de contrat en cas de violation de leurs obligations. Ces mesures s'inscrivent également dans le cadre du plan de vigilance du Groupe qui est présenté à la Section 3.9 "Plan de vigilance".

2.2.6.5 Risque d'acte de malveillance sur les patrimoines matériels et immatériels

Description	Mesures de gestion des risques
	
Les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, peuvent être exposés à des actes de malveillance. L'information, constitutive de son patrimoine immatériel, qu'elle soit sur support informatique, physique ou véhiculée verbalement, peut également être exposée à des actes de malveillance.	Le Groupe met en œuvre une politique de protection des patrimoines matériel et immatériel, intégrant les domaines techniques (dont informatique), juridiques, managériaux et organisationnels. Concernant le patrimoine matériel, les sites sensibles font l'objet de mesures de protection adaptées au contexte local et révisées selon l'état de la menace. Dans le cadre du déploiement de la politique de protection des patrimoines, le Groupe a mis en place un système de recensement et de remontée des incidents afin de mieux évaluer les risques et de renforcer la prévention, en vue de limiter les impacts en cas de survenance d'un acte de malveillance. Leur analyse, qui donne lieu à un rapport trimestriel, permet d'élaborer les actions nécessaires, stratégiques et opérationnelles, de prévention et de mitigation. Concernant l'anticipation des menaces vis-à-vis du patrimoine matériel, le Groupe assure pour le compte des GBU : • une veille sur les menaces visant les installations du Groupe. Les éléments recueillis sont transmis au responsable sûreté des entités concernées qui est chargé de prendre les mesures conservatoires urgentes et pérennes permettant d'assurer la protection des installations visées ; • une veille sur les "risques pays" afin d'anticiper la menace et d'ajuster le niveau des mesures de protection ; • la diffusion de "directives" sur les mesures de protection de certains types d'installation. En matière de protection des informations, le Groupe s'adapte en permanence avec pour objectifs : • de sensibiliser les collaborateurs ; • de traiter les incidents constatés ; et • de prévenir toute action d'origine interne ou externe, visant à la captation et à l'utilisation frauduleuse de données sensibles.

2.2.7 Risques sociaux et sociétaux

Le Groupe est également exposé à des risques dont l'impact financier direct est difficile à évaluer mais dont l'impact non financier est jugé significatif. Ces risques sont développés plus en détail dans le Chapitre 3 "Déclaration de performance extra-financière et informations RSE".

2.2.7.1 Risques liés aux ressources humaines

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans un contexte marqué par une crise sanitaire sans précédent et par la réorientation stratégique du Groupe, la démarche d'analyse des risques liés aux ressources humaines révèle quatre principaux risques : • **Risque compétences / perte des talents** : inadéquation entre les compétences, les besoins liés aux activités, à la transformation du Groupe et aux départs de compétences clés ; • **Risque de sureffectifs** : difficulté à redéployer des effectifs dans les délais et à un coût compatibles avec les enjeux de maintien de la rentabilité du Groupe ; • **Risque de désengagement** : déresponsabilisation, perte de confiance, mal-être individuel, "*bore out*" ou "*brown out*", comportements managériaux non-conformes aux attendus du Groupe ; • **Risque social** : tensions sociales relatives d'une part à l'évolution stratégique du Groupe et d'autre part aux évolutions législatives et règlementaires liées à nos activités.	• **Risque compétences / perte des talents** Dans un contexte de tension sur le marché de l'emploi, en particulier sur la filière technique, le Groupe s'engage sur cinq axes majeurs : – identifier, développer et fidéliser les talents à haut potentiel à tous les niveaux de l'organisation grâce à la politique de *Talent Management* et aux programmes de développement des talents (*ENGIE Boost*) ; – développer l'apprentissage comme voie d'excellence pour accéder à ses métiers d'avenir du fait de la pénurie de profils s'orientant vers les filières techniques, notamment grâce à la mise en place du Centre de Formation d'Apprentis (CFA) ENGIE "*L'Académie des métiers de la transition énergétique et climatique*" ; – atteindre les objectifs extra-financiers en matière de responsabilité sociale en recrutant suffisamment de femmes formées à ses métiers ; – donner l'opportunité à chaque salarié de pouvoir se former chaque année (*ENGIE U* ; *ENGIE Schools*) ; – redéployer les effectifs positionnés sur des activités en décroissance du fait de décisions réglementaires (sortie progressive du nucléaire belge, fin des tarifs réglementés gaz en France en 2023, RE2020). • **Risque de sureffectifs** Au travers des dispositifs *ENGIE Skills* et *ENGIE Mobility* notamment, le Groupe s'attache à développer l'employabilité des collaborateurs en adaptant leurs compétences aux besoins et évolutions des métiers. Le Groupe a ainsi signé un accord relatif à la gestion des emplois et des parcours professionnels (GEPP) applicable au sein de l'ensemble des établissements d'ENGIE SA qui vise à garantir la continuité des parcours professionnels, l'employabilité et l'épanouissement des salariés et développer un dialogue social de qualité autour des questions d'emploi, de parcours professionnels, de formation et de compétences. • **Risque de désengagement** Le Groupe met en place plusieurs actions visant à : – mesurer l'engagement des collaborateurs (*ENGIE&Me*) ; – renforcer les façons de travailler (*ENGIE WOW*) ; – fidéliser les collaborateurs : accord télétravail, *ENGIE Care*, Actionnariat salarié, ExpAND, la *Communau'Tech*. • **Risque social** Au sein des instances représentatives nationales et européennes et au travers d'accords collectifs nationaux, européens et mondiaux, ENGIE associe ses partenaires sociaux à la mise en œuvre de son Ambition Sociale, ouverte et élargie à la prise en compte des enjeux environnementaux et sociaux.

2.2.7.2 Risques éthiques

Description	Mesures de gestion des risques
	
Les principaux risques identifiés sont : • la corruption ; • l'atteinte aux droits humains ; • le manquement aux règles de concurrence, d'embargo ; • la fraude ; • l'atteinte aux données personnelles (*Privacy*). Tout manquement aux principes éthiques du Groupe est susceptible de constituer un risque tant juridique, judiciaire que de réputation (voir Note 26 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").	Afin de prévenir la survenance de tels risques, des politiques ainsi que des procédures de *compliance* éthique sont déployées dans tout le Groupe et sont applicables à l'ensemble de nos entités contrôlées. La Direction Juridique, Éthique et de la *Compliance* promeut leur mise en œuvre généralisée au sein du Groupe en s'appuyant sur le *management* et sur le réseau d'*Ethics & Compliance Officers* et de *Data Protection Managers* ainsi que sur la formation des collaborateurs. Elles concourent notamment à la conformité aux lois Sapin II et sur le Devoir de Vigilance ainsi qu'au Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles. Les risques éthiques et de non-*compliance* sont analysés annuellement et les plans d'actions définis si besoin. De plus, les risques liés à la corruption et aux droits humains/devoir de vigilance font l'objet d'une évaluation spécifique dans le cadre de la démarche Groupe d'analyse des risques par la Direction Management des Risques (voir Section 3.8 "Éthique et *compliance*"). Par ailleurs, la politique sur l'analyse des risques éthiques liés aux projets d'investissement et aux grands contrats et le référentiel Droits Humains applicables à l'ensemble du Groupe demandent respectivement aux entités des analyses de risques corruption et droits humains pour tout nouveau projet. Enfin, après avoir a été certifié ISO 37001 pour les trois exercices 2018, 2019 et 2020, le Groupe a obtenu une nouvelle certification ISO 37001 en 2021 et repart sur un programme de certification sur trois exercices. Cette certification offre une garantie au système d'éthique et de *Compliance* du Groupe.

2.2.7.3 Risque de réputation

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le secteur de l'énergie fait l'objet de différents débats publics du fait de sa profonde mutation. Le Groupe est exposé, directement ou indirectement, à des risques de réputation, notamment lorsque sont mises en cause les valeurs, l'éthique, l'excellence opérationnelle ou la légitimité d'opérateur du Groupe. Une atteinte à la réputation du Groupe pourrait avoir un impact sur son activité et sa capacité à obtenir de nouveaux contrats.	En tant qu'élément essentiel du patrimoine immatériel du Groupe, la marque "ENGIE" (déposée dans plus de cent pays), fait l'objet d'une surveillance constante visant à la protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. Par ses politiques, son organisation, ses procédures et sa gouvernance, le Groupe met tout en œuvre pour prévenir les risques opérationnels (Sections 2.2.5 "Risques industriels" et 2.2.6 "Autres risques opérationnels") et les attaques en dénigrement qui pourraient affecter sa réputation (voir Section 3.3.2 "Principaux risques sociétaux"). Le Groupe procède à une veille externe pour recenser les controverses, y compris celles sur les réseaux sociaux, où son nom est cité afin d'identifier et traiter à la source les problèmes éventuels.

2.2.7.4 Sûreté des personnes (terrorisme, criminalité, contestation sociale, etc.)

Description	Mesures de gestion des risques
	
L'implantation internationale du Groupe peut exposer un certain nombre de ses collaborateurs, intervenants ou commettants à des risques sanitaires et sécuritaires. Cette menace est traitée au travers d'une organisation spécifique intégrant une "veille pays". Les activités du Groupe dans des zones où l'instabilité politique, économique ou sociale est grande induisent des risques pour la sûreté de certains collaborateurs. Parmi les pays sensibles il est possible de citer le Pérou, la Colombie, le Mexique, l'Indonésie et les Philippines. Les risques liés au terrorisme qui ciblent la communauté française et ses intérêts sont considérés comme n'ayant jamais été aussi hauts. Les attentats en France, les manifestations violentes contre la France dans certains pays sont autant de facteurs pesant sur la sûreté des salariés.	Le Groupe conduit une évaluation permanente, partout où il opère, des risques liés à la sûreté : terrorisme, conflits armés, troubles politiques ou sociaux, criminalité organisée ou ordinaire ainsi que, de façon plus générale, survenance de situations "non conventionnelles". Les zones géographiques font l'objet d'une classification à laquelle correspondent des mesures particulières de prévention et de protection. Pour mener à bien cette mission, le Groupe s'appuie sur les services de l'État mais aussi sur des prestataires spécialisés. Des actions sont mises en œuvre dans l'ensemble des entités sous l'impulsion de la direction de la Sûreté du Groupe. À titre d'illustration sont déployés : • des outils contribuant à la formation, à l'information, au suivi et à l'assistance des collaborateurs ; • un système d'alerte, d'analyse et de prévention actualisé de façon permanente par des prestataires spécialisés et reconnus. Le Groupe se coordonne avec ces prestataires pour la gestion des risques sécuritaires et sanitaires.

2.2.7.5 Risques santé et sécurité au travail

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe a la volonté d'éradiquer les accidents graves et de poursuivre la réduction des accidents du travail de ses salariés, sous-traitants, et intérimaires, d'améliorer la qualité de vie au travail et de prévenir la survenue de risques psycho-sociaux. Le Groupe a été confronté à une année 2021 particulièrement tragique. Si le nombre d'accidents avec arrêt continue à diminuer, ENGIE a eu à déplorer 16 décès d'employés ou de sous-traitants sur l'année Sur les 16 décès, sept se sont produits lors d'un même accident sur le site de construction d'une ligne de transport d'électricité haute tension au Brésil (projet Novo Estado), lors de la chute d'un pylône liée à un défaut de qualité de la construction.	Le *management* a réagi vivement et a décidé la mise en œuvre d'un programme d'actions renforcé et spécifique, axé sur le renforcement de la culture sécurité, le *leadership* des managers sur ce sujet essentiel, l'engagement et la vigilance de chacun à protéger sa vie et celles des autres. Ce programme d'actions repose également sur une évaluation approfondie de la culture santé-sécurité des employés et des sous-traitants, évaluation menée au début de l'année 2022 par un cabinet d'expertise spécialisé. Les dispositions mises en place décrites en Section 3.4.8 "Politique de santé-sécurité" seront donc complétées suite aux conclusions de cette évaluation. Sans attendre les conclusions de l'évaluation en cours, le Groupe a pris un certain nombre de dispositions, notamment : • l'organisation d'un "*safety stand down*" d'une heure pour toutes les équipes. Réalisé le 19 octobre 2021, il a été un moment privilégié d'échange sur la sécurité au sein des équipes ; • des revues approfondies de la santé-sécurité sur certains sites de construction jugés à risque particulier ; • le complément du plan d'actions destiné à assurer la sécurité des sous-traitants ; • l'amélioration de la prévention des accidents liés à l'électricité et • le renforcement des normes de sécurité, d'assurance qualité et de contrôle qualité du Groupe. Les différentes dispositions mises en place par le Groupe, en particulier pour prévenir les accidents graves et mortels, sont décrites en Section 3.4.8 "Politique de santé-sécurité".

2.3 Procédures de contrôle interne

2.3.1 Définitions et objectifs du contrôle interne

2.3.1.1 Référentiel

Le contrôle interne d'ENGIE s'appuie sur le référentiel COSO II *(Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission)* et sur le cadre de référence de l'AMF. Il comprend cinq dimensions : environnement de contrôle, évaluation des risques, activités de contrôle, information et communication, évaluation et pilotage.

2.3.1.2 Objectifs du contrôle interne

Le contrôle interne d'ENGIE vise à fournir une assurance raisonnable quant à l'atteinte des objectifs suivants : conformité aux lois et réglementations, fiabilité de l'information comptable et financière et réalisation et optimisation des opérations. Le contrôle interne s'adapte aux évolutions de l'organisation et des métiers du Groupe et contribue au déploiement de sa stratégie.

2.3.1.3 Limites du contrôle interne

Le contrôle interne ne peut fournir une assurance absolue, notamment en raison de possibles dysfonctionnements liés à une erreur ou à une défaillance humaine et d'arbitrages entre les coûts liés à l'éventuelle occurrence d'un risque et le coût des dispositifs censés la prévenir.

2.3.1.4 Programme INCOME

ENGIE actualise chaque année le périmètre des entités contrôlées significatives en s'appuyant sur la matérialité financière et sur une analyse des risques. Au travers du programme Groupe *INternal COntrol over Management Efficiency ou INCOME*. ENGIE a ainsi suivi, en 2021, un périmètre représentant 76% du total du Bilan et 83% du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne

2.3.2.1 L'organisation du contrôle interne

L'organisation du contrôle interne est conforme aux principes d'organisation du Groupe, dont l'autonomie et la responsabilisation des dirigeants. Dans le cadre des pouvoirs délégués par le Directeur Général, chaque dirigeant est responsable de la mise en œuvre et de la supervision d'un dispositif de contrôle interne conforme au cadre réglementaire. Rattachée à la Direction Financière, la Direction du Contrôle Interne est chargée de l'animation et de la coordination du dispositif Groupe. Elle met à jour un référentiel, une méthodologie et un système d'information permettant de consolider les évaluations du dispositif.

2.3.2.2 Éléments du cadre général de conformité

2.3.2.2.1 Éthique et *compliance*

Conformément à ses valeurs et à ses engagements, ENGIE agit dans le respect des lois et des réglementations en vigueur dans les pays où le Groupe est présent, et ce en toutes circonstances. À cet effet, le Groupe a mis en place une politique éthique orientant les décisions stratégiques, le *management* et l'ensemble des pratiques professionnelles. Il s'est également doté des outils nécessaires pour mesurer la conformité à cet engagement (voir Section 3.8 "Éthique et *compliance*").

2.3.2.2.2 Systèmes d'information

La stratégie, les politiques et standards de solutions informatiques sont définis par la Direction Digital et des Systèmes d'Information du Groupe (DDSI). La sécurisation des SI des filières et des fonctions centrales du Groupe est sous la responsabilité des Directions Corporate correspondantes, dans le respect de ces politiques et standards. Les Régions sont responsables de la sécurisation de leur SI sous le contrôle de la DDSI. Les systèmes de contrôle industriel (ICS) sont sous la responsabilité des GBU. La DDSI, pilote les actions de sécurisation technique et assure de le raccordement à la plateforme de supervision de cybersécurité du *Global Security Operations Center*.

Les thèmes importants pour le contrôle interne, tels que la séparation des tâches ou la gestion des droits d'accès, sont pris en compte dès la conception des nouveaux systèmes d'information puis régulièrement revus. Les Directeurs Informatiques des Régions sont en charge des plans de reprise d'activité des SI.

2.3.2.2.3 Politiques et normes internes

L'ensemble des décisions, normes et procédures émises par le Corporate définissant les modes de fonctionnement du Groupe est mis à disposition sur son intranet. La Direction Financière met à disposition les procédures et règles destinées à assurer la fiabilité de l'information comptable et financière applicable aux entités du Groupe. La Direction du Contrôle Interne met à disposition des collaborateurs du Groupe 61 référentiels couvrant les processus métiers, support et globaux (par exemple : ventes, achats, paye, systèmes d'information, clôture comptable, taxes, trésorerie, etc.). Chaque référentiel détaille les risques inhérents et les contrôles clés conçus pour les maîtriser. La Direction du Contrôle Interne diffuse à l'attention des entités des guides méthodologiques relatifs à la définition, l'évaluation et au pilotage d'un dispositif de contrôle interne adapté à la nature de leurs activités. Elle met à jour et diffuse des bonnes pratiques sur des sujets tels que la séparation des tâches, le rôle des Administrateurs, la protection des données, etc.

2.3.2.3 Les acteurs du dispositif

Les acteurs et leurs rôles respectifs sont présentés selon le modèle des trois lignes de maîtrise, supervisé par les instances de gouvernance d'ENGIE.

2.3.2.3.1 Les instances de gouvernance du Groupe

Le Conseil d'Administration s'assure du bon fonctionnement du contrôle interne Groupe. Le Comité Exécutif définit l'organisation, les responsabilités des dirigeants et veille au respect des délégations de pouvoirs. Un rapport annuel sur l'état du contrôle interne est présenté au Comex et au Comité d'Audit.

2.3.2.3.2 La première ligne de maîtrise

Les managers opérationnels, responsables du contrôle interne de leurs organisations, constituent un élément clé du dispositif. Ils veillent à la mise en œuvre des activités de contrôle, analysent les résultats, corrigent les déficiences et cherchent à améliorer l'efficience de leur dispositif.

Les Comités de Direction des GBU, des *Hubs* régionaux et des entités opérationnelles sont responsables de la mise en place et de la supervision du contrôle interne couvrant les périmètres de leurs activités. Ils jouent un rôle essentiel dans la qualité de l'environnement de contrôle : promotion des valeurs du Groupe, définition de l'organisation, évaluation des résultats, etc.

2.3.2.3.3 La deuxième ligne de maîtrise

Elle est organisée en filières pilotées par les Directions Corporate du Groupe.

La Direction Financière est garante du contrôle interne comptable et financier (voir Section 2.3.3 ci-dessous). En son sein, le département des Assurances est impliqué dans le recensement des risques assurables, la prévention des sinistres, la définition et la mise en œuvre des stratégies de couverture.

Le Secrétariat Général contribue à sécuriser juridiquement le fonctionnement du Groupe et les décisions de ses dirigeants, notamment dans les domaines suivants : engagements, litiges, arbitrages, études et actions en matière de protection de la responsabilité pénale du Groupe et de ses dirigeants, embargo, droit des sociétés, réglementation financière et boursière, droit de la propriété intellectuelle, droit de la concurrence et de la régulation, droit financier.

Au sein du Secrétariat Général, la Direction Juridique assure le pilotage de la filière juridique et l'encadrement juridique des activités du Groupe tandis que la Direction Éthique, Compliance & Privacy pilote la filière éthique et s'assure du respect des principes éthiques.

La Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise veille à la conformité RSE d'ENGIE, particulièrement en matière environnementale et sociétale. Elle propose les politiques du Groupe dans ce domaine, évalue le niveau de maturité ESG environnementale des différentes composantes du Groupe, suit la réalisation des objectifs RSE 2030 et réalise le *reporting* environnemental réglementaire.

La Direction du Contrôle Interne coordonne la mise en œuvre de la politique contrôle interne validée par la Direction Générale. Elle anime un réseau de correspondants en charge, sous la responsabilité des dirigeants des entités, de piloter le contrôle interne. Elle suit et anticipe les évolutions réglementaires et celles du Groupe afin d'adapter les dispositifs. Elle organise des sessions de formation et d'information.

2.3.2.3.4 La troisième ligne de maîtrise : la Direction de l'Audit Interne

Rattachée directement à la Direction Générale, la Direction de l'Audit intervient dans l'ensemble du Groupe selon un plan annuel élaboré à partir de l'analyse des risques et d'entretiens avec les dirigeants opérationnels. Ce plan peut être enrichi à la demande du Comex en fonction des priorités du Groupe. Présenté pour approbation au Comité d'Audit, le plan est conçu afin de couvrir l'ensemble des entités et permet de vérifier la qualité de l'environnement de contrôle et la maîtrise des activités.

L'Audit Interne contribue à l'évaluation de la fiabilité des auto-évaluations des contrôles du programme INCOME et du contrôle interne des processus opérationnels et financiers. Il présente ses conclusions aux dirigeants des GBU et des entités. Il rend compte au Comex et au Comité d'Audit des principaux constats et de l'avancement des plans d'action associés. Il rencontre les Commissaires aux comptes afin de partager les analyses relatives au contrôle interne.

2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière

2.3.3.1 Organisation et acteurs

La Direction des Comptabilités est chargée du *reporting* financier, de la supervision de l'établissement des comptes sociaux de la société ENGIE, de la mise en œuvre du processus de production des comptes consolidés, et des relations avec les Commissaires aux comptes et les services comptables de l'AMF. Elle établit les principes comptables Groupe et assure leur déploiement afin de garantir la conformité aux normes comptables. Elle veille à l'évolution des normes et à leur incidence sur les comptes du Groupe. Au sein de la Direction des Comptabilités, deux Directions optimisent le traitement et la résolution de problématiques techniques complexes : la Direction des Consolidations Groupe et la Direction des Normes Comptables. Ces Directions confortent la qualité et l'homogénéité des analyses effectuées et des positions adoptées.

La Direction Fiscale est responsable de la définition et du déploiement de la politique fiscale du Groupe. Elle coordonne la validation des déclarations fiscales, la documentation relative aux prix de transfert et assure le *reporting* unifié des données fiscales. Elle a une responsabilité hiérarchique sur l'ensemble des activités de la fiscalité. D'une manière générale, elle est étroitement soutenue par les Directions Financières des GBU et des *Hubs* qui assument des responsabilités fiscales en termes de conformité et de transparence.

La Direction gestion de la Performance Groupe a pour objectif d'établir des analyses et rapports nécessaires à la Direction Générale pour le pilotage économique et financier du Groupe. Elle établit et maintient le référentiel de contrôle de gestion Groupe et veille à son déploiement au sein des différentes entités. Elle pilote la filière Contrôle de Gestion dans la définition et la mise en œuvre des processus et outils. Elle assure le pilotage du programme de performance du Groupe.

La Direction Solutions Informatiques Filière Finance est une activité régalienne au niveau du Corporate pour la stratégie SI de la Fonction Finance, ainsi que pour la détermination et le pilotage des politiques, normes et standards de solutions informatiques propres à la filière. Le déploiement des applications et infrastructures est assuré de manière distribuée dans les entités en conformité avec les politiques définies par le Corporate. À ce titre, la DSI Filière Finance veille à la mise en œuvre de la Politique de Sécurité SI Groupe au sein de la filière. Elle suit et planifie les dépenses et investissements SI.

Les entités de *reporting* du périmètre de consolidation utilisent toutes les applications informatiques *SAP BFC* pour la consolidation des comptes et *SAP BPC* pour le *reporting* de

contrôle de gestion au Groupe. La responsabilité de la gestion de *SAP BFC* est assumée conjointement par le Centre d'Expertise Outil de Consolidation (pour ce qui relève des missions d'administration, de paramétrage et d'aide à l'exploitation par les utilisateurs) et par la Direction des Systèmes d'Information pour ce qui relève des infrastructures sous-jacentes spécifiques.

La Direction Relations Investisseurs est responsable des relations avec les investisseurs institutionnels ainsi que les analystes. S'agissant des informations de gestion, le Contrôle de Gestion du Corporate est l'unique source d'information de la Direction des Relations Investisseurs. Les autres informations issues du processus de *reporting* légal et entrant dans le cadre de l'information réglementée au sens de la réglementation AMF sont fournies par la Direction des Comptabilités. Enfin, elle pilote et coordonne le processus de communication au marché (informations financières et opérations majeures) en collaboration avec le Secrétariat Général.

Au travers des lignes fonctionnelles, ces Directions du Corporate supervisent le contrôle interne dans leurs domaines respectifs via les Directions Financières des GBU et des *Hubs* régionaux. Celles-ci sont responsables de la production des comptes sociaux des entités juridiques et de leur transcription dans le référentiel IFRS. La consolidation de ces données transcrites en normes IFRS est réalisée par le Corporate et la mise en œuvre des procédures de contrôle interne auprès de l'ensemble des filiales opérationnelles et d'un contrôle de gestion décentralisé (voir Section 2.3.3.3 "Processus de fixation des objectifs et pilotage").

La Direction Financière s'appuie sur la procédure en vigueur "Missions et principes de fonctionnement de la communication financière" qui précise les principes de gestion pour la communication financière du Groupe et définit ses activités se rapportant aux relations avec les investisseurs et analystes ainsi qu'à la veille de marché.

2.3.3.2 Processus de consolidation

La Direction des Comptabilités est responsable de la production des comptes consolidés. Elle bénéficie du soutien de la **Direction gestion de la Performance** et du contrôle de gestion des GBU et des *Hubs*. Elle met à jour le manuel des principes comptables et les instructions de clôture diffusées avant les phases de consolidation.

Chacun de ces acteurs, sur son périmètre de responsabilité, effectue les contrôles permettant d'assurer la diffusion et la correcte application des normes et des procédures comptables du Groupe. Le Corporate met en œuvre des contrôles de deuxième niveau sur l'information préparée par les GBU et les *Hubs* qui font de même vis-à-vis des données communiquées par les entités de *reporting*.

Les Directeurs Généraux et les Directeurs Financiers de GBU, ainsi que les Directeurs Financiers de *Hubs* géographiques, s'engagent sur la qualité et l'exhaustivité de l'information financière transmise au Groupe par une lettre d'affirmation. Les échanges avec les Commissaires aux comptes confortent la qualité de l'information financière, particulièrement pour les situations complexes pouvant laisser place à l'interprétation.

2.3.3.3 Processus de fixation des objectifs et pilotage

Les quatre GBU du Groupe et les entités métiers produisent annuellement un Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT), un budget et des réestimés. La **Direction gestion de la Performance Groupe** élabore à cette fin des instructions à l'attention de chaque GBU détaillant les hypothèses macroéconomiques, les indicateurs financiers et non financiers, le calendrier et la segmentation du périmètre d'activité. Chaque GBU a la responsabilité de transmettre ces instructions aux filiales et entités de *reporting* de son périmètre après les avoir complétées d'éventuelles spécificités métier.

Le Comité Exécutif valide pour chaque GBU les objectifs fixés pour l'année suivante, le budget correspondant et les perspectives au-delà de l'année en cours issues du processus budgétaire et du PAMT. Le processus de test de dépréciation des écarts d'acquisition et des actifs à long terme s'appuie sur ces données. Le budget consolidé et le PAMT du Groupe sont présentés en Comité d'Audit et en Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies réunis, puis en Conseil d'Administration.

2.3.4 Formalisation et pilotage du contrôle interne

Sur le périmètre INCOME, les managers opérationnels supervisent la mise en œuvre des activités de contrôle de leurs processus, évaluent leurs résultats et remédient aux faiblesses détectées. Ils autoévaluent les contrôles clés et les processus avec le support des contrôleurs internes des entités. L'audit interne contribue quant à lui à vérifier la qualité de ces auto-évaluations et celle de l'environnement général de contrôle. Hors périmètre INCOME, les référentiels de contrôle interne et un questionnaire spécifique sont mis à disposition des entités. Ceci permet de couvrir des domaines sensibles tels que la séparation des tâches et la protection des actifs.

Le Groupe met par ailleurs en œuvre un système d'engagement impliquant les dirigeants des GBU, des *Hubs* régionaux et des principales Directions Corporate quant à la mise en place, la supervision et l'efficacité d'un dispositif de contrôle interne couvrant leurs organisations. Chaque année se tiennent des réunions entre la Direction du Contrôle Interne et les Commissaires aux comptes afin de partager les analyses relatives à la qualité des dispositifs existants et d'identifier les plans d'action permettant de remédier aux faiblesses relevées.

2.3.5 Actions récentes visant à renforcer le dispositif

En 2021, la Direction du Contrôle Interne a fait évoluer sa filière en fonction de la nouvelle organisation du Groupe. Par ailleurs le projet Highbond d'automatisation d'activités de contrôle a poursuivi son déploiement et est maintenant opérationnel sur 13 ERP et 40 contrôles.

3

o E E E E r

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 70

3.1.1 Politique et gouvernance RSE 70
3.1.2 Objectifs RSE 2030 70
3.1.3 Trajectoire Climat (en lien avec les recommandations TCFD : *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*) 71
3.1.4 Certification *Science-Based Targets* 72
3.1.5 Taxonomie européenne 72

3.2 Modèle d'affaires 75

3.3 Analyse des principaux enjeux et risques RSE 77

3.3.1 Principaux risques environnementaux 82
3.3.2 Principaux risques sociétaux 83
3.3.3 Principaux risques sociaux 85
3.3.4 Principaux risques de gouvernance 87

3.4 Informations sociales 88

3.4.1 Données sociales 88
3.4.2 Le développement des Talents 90
3.4.3 Recrutement et fidélisation 93
3.4.4 Diversité et inclusion 95
3.4.5 Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié 98
3.4.6 Dialogue social 99
3.4.7 Note méthodologique de calcul des indicateurs sociaux 99
3.4.8 Politique de santé-sécurité 100

3.5 Informations environnementales 104

3.5.1 Le cadre législatif et réglementaire 104
3.5.2 Le management environnemental 104
3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale 105
3.5.4 Les actions du Groupe 107

3.6 Informations sociétales 113

3.6.1 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats 113
3.6.2 Lutte contre la précarité 113
3.6.3 Transition juste 114

3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 115

3.8 Éthique et 116

3.8.1 Gouvernance éthique et *compliance* 116
3.8.2 Évaluation des risques 116
3.8.3 Textes de référence 117
3.8.4 Signalement et rapport des incidents éthiques 118
3.8.5 Formations 118
3.8.6 Contrôles et certifications 118

3.9 Plan de vigilance 119

3.9.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement 119
3.9.2 Évaluation des tiers 121
3.9.3 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements 122
3.9.4 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan 122
3.9.5 Table de concordance devoir de vigilance 122

3.10 Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière 123

3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 126

L'ordonnance française n° 2017-1180 du 19 juillet 2017 et le décret français n° 2017-1265 du 9 août 2017 ont transposé la Directive européenne 2014/95/UE, dite Directive de *reporting* extra-financier (NFRD), relative à la publication d'informations RSE par les entreprises via la Déclaration de performance extra-financière (DPEF).

En application de ces textes, la DPEF du groupe ENGIE est constituée des éléments suivants :

- une présentation de la gouvernance associée présentée en Section 3.1 "Responsabilité Sociétale d'Entreprise" que complètent la politique de diversité au sein du Conseil d'Administration (voir Chapitre 4 "Gouvernance"), le plan de vigilance (voir Section 3.9 "Plan de vigilance") et des règles d'éthique (voir Section 3.8 "Éthique et *compliance*") ;
- un descriptif des activités du Groupe présentées de façon synthétique, par grands blocs d'activités en Section 3.2 "Modèle d'affaires" et de façon plus détaillée en Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe" et
- une analyse des risques RSE relatifs aux domaines retenus par la directive NFRD détaillée dans la Section 3.3 "Analyse des principaux enjeux et risques RSE".

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise

Les principes fondamentaux de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise sont développés dans la raison d'être inscrite dans les statuts du Groupe.

Repenser le paysage énergétique mondial est devenu aujourd'hui une nécessité face au changement climatique.

L'urgence de réduire l'impact environnemental se traduit par la nécessité de mettre en action un système énergétique plus décarboné, plus décentralisé, plus digitalisé et plus sobre. La recherche d'impacts positifs sur la planète et sur la population nourrit la démarche sociétale du Groupe.

3.1.1 Politique et gouvernance RSE

La politique de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE) d'ENGIE établit les priorités et les engagements du Groupe en matière de RSE pour rassembler les compétences de tous, créer de la valeur partagée pour toutes ses parties prenantes et contribuer à l'atteinte des Objectifs du Développement Durable définis par l'ONU. En agissant pour un impact positif sur les personnes et sur la planète, le Groupe contribue à assurer son *leadership*, dans la durée, comme acteur de référence de la transition énergétique et des services associés au-delà de l'énergie. Cette politique est détaillée dans la Section 1.5.1.

La Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise (Direction RSE) s'appuie sur un réseau de correspondants décliné dans les entités métiers (GBU, GEMS et Nucléaire) et géographiques (*Hubs* régionaux et pays). Pour mobiliser plus amplement les employés sur ces sujets, la Direction RSE s'appuie également sur un réseau interne mondial d'ambassadeurs RSE.

La Direction RSE présente régulièrement au Comité pour l'Ethique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) du Conseil d'Administration des sujets d'actualité (*Science-Based Targets, Task force on Climate-related Financial Disclosures,* suivi des objectifs et des engagements RSE, discussions avec la société civile) et un bilan annuel (notations RSE, objectifs RSE, actions environnementales et sociétales du Groupe).

La Direction RSE anime avec la Direction Financière le Comité "Financement durable" en charge d'instruire les projets susceptibles d'être financés par les obligations vertes régulièrement émises par le Groupe sur le marché.

La Direction RSE anime le Comité "SBT" auquel participe la Direction Financière et les GBU concernés. Ce comité est en charge du pilotage des engagements de décarbonation notamment ceux pris auprès de l'initiative *Science Based Targets*.

Enfin la Direction RSE anime avec la Direction Financière, le Comité "Adaptation & TCFD" en charge de piloter la réalisation des engagements de transparence financière pris à l'égard de l'initiative TCFD (*Task Force on Climate related Financial Disclosures*) et de suivre les plans d'adaptation des actifs du Groupe au changement climatique.

La Direction RSE co-anime avec la Direction Éthique & *Compliance* le Comité "Devoir de Vigilance" en charge de piloter les mesures prises pour prévenir les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi qu'envers l'environnement, susceptibles d'être générées par les activités du Groupe et de ses filiales contrôlées.

La Direction RSE rencontre de nombreuses parties prenantes de manière régulière (ONG, investisseurs, agences de notation, clients, leaders d'opinion, et experts) et organise des panels et des forums de discussion, afin de travailler sur la durabilité des offres et des projets en lien avec les équipes opérationnelles du Groupe. Des formations sont régulièrement organisées pour les collaborateurs sur les thématiques liées au développement durable et à l'engagement des parties prenantes.

ENGIE publie chaque année, en amont de son Assemblée Générale, un Rapport intégré rendant compte de sa performance globale en matière financière, environnementale, sociale et sociétale. Il est discuté en amont avec ses parties prenantes pour en améliorer la pertinence.

3.1.2 Objectifs RSE 2030

En 2020, le Groupe s'est donné 19 objectifs RSE 2030 en accord avec sa raison d'être et ses nouvelles orientations stratégiques.

Pour chaque objectif, un membre du Comex a été désigné comme *sponsor* ainsi qu'un pilote qui se coordonnent avec la filière concernée pour mettre en œuvre les actions nécessaires à l'atteinte de l'objectif. La Direction RSE pilote la coordination et le suivi de ces objectifs RSE pour la Direction Générale, le CEEDD et le Conseil d'Administration.

Les résultats 2021 des huit objectifs clés (dits de rang 1) sont présentés à la Section 1.5.2 du présent document.

3.1.3 Trajectoire Climat (en lien avec les recommandations TCFD : *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*)

3.1.3.1 Gouvernance

Le Conseil d'Administration arrête la stratégie de transition climatique et les objectifs associés. Ce sujet occupe une place centrale dans ses travaux notamment à l'occasion du séminaire stratégique du Conseil, et dans ses décisions d'investissement, qui sont préparées par le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies (CSIT).

Le Conseil s'appuie en matière climatique sur les travaux du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) qui est spécifiquement en charge d'examiner les risques et opportunités liés au changement climatique et d'adresser ses recommandations au Conseil.

Le CEEDD étudie et statue sur les questions liées au climat et en particulier sur les points concernant la mise en œuvre des recommandations de la TCFD, les objectifs de décarbonation et la politique climatique. Ce rôle a été confirmé par son inscription dans le règlement intérieur du Conseil d'Administration en 2019.

Afin de remplir cette mission, le CEEDD s'appuie sur un point climat annuel, une analyse de risques et d'opportunités liés au climat, ainsi que d'autres éléments plus spécifiques (avancement du plan d'adaptation par exemple). Le risque climat fait partie des risques prioritaires suivis annuellement par le Conseil d'Administration. Ces dossiers sont préparés par la Direction RSE qui intègre également dans son reporting RSE au CEEDD un chapitre dédié au climat.

La Direction RSE anime le comité SBT de suivi et de gestion des objectifs de décarbonation du Groupe, ainsi que le comité TCFD & Adaptation de suivi et de mise en œuvre des recommandations de la TCFD.

En complément, le Groupe a mis en place des modules de formation dédiés aux Administrateurs afin qu'ils puissent s'assurer qu'ils disposent des compétences suffisantes pour remplir leur mission. Le climat est l'un des thèmes présents dans ces formations.

Par ailleurs, la Direction RSE propose au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, des critères de rémunération du Directeur Général qui intègrent les principaux enjeux RSE d'ENGIE. L'évolution des émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'énergie en fait partie.

3.1.3.2 Stratégie

En lien avec la raison d'être, la contribution à la décarbonation de l'économie est au cœur de la stratégie du Groupe. Elle se concrétise également par des engagements de long terme de neutralité carbone (scopes 1, 2 et 3) en 2045 ainsi que d'objectifs de moyen long terme avec une trajectoire d'émissions de GES compatible avec l'Accord de Paris (voir Section 3.1.4).

Afin de définir ses engagements, le Groupe a étudié la résilience de son modèle d'affaires en le confrontant à différents scénarios de décarbonation et en variant les hypothèses de développement de ses activités.

Ces engagements sont d'ores et déjà traduits dans les processus du Groupe, avec par exemple l'allocation de budgets carbone 2025 et 2030 aux principaux métiers, le suivi bimensuel de la consommation de ces budgets dans le cadre de nouveaux investissements.

L'impact du changement climatique sur la stratégie du Groupe est également étudiée. Une démarche approfondie est actuellement en cours, avec une approche par pays ou par grande région climatique d'intérêt pour ENGIE. L'étude aborde quatre points à savoir : l'impact du changement climatique sur le risque pays, la valeur des actifs existants, les objectifs stratégiques à 2030, et les questions stratégiques spécifiques aux pays étudiés. Cette étude, qui se fonde notamment sur trois scénarios climatiques du GIEC sera finalisée au second semestre 2022.

Par ailleurs, le changement climatique peut également être porteur de nouvelles opportunités : il encourage le développement de nouvelles technologies et solutions qui sont autant d'opportunités pour le Groupe, notamment en matière de :

- développement des énergies renouvelables pour l'électricité ;
- développement des gaz verts (biométhane et hydrogène) ;
- démultiplication des offres d'appui et de solutions de décarbonation à nos clients.

3.1.3.3 Gestion des risques

Le changement climatique est porteur de risques structurels pour le Groupe.

Les risques de transition auxquels le Groupe est exposé se traduisent essentiellement par le renforcement des réglementations sur les émissions et des politiques de décarbonation, la modification des comportements des marchés et consommateurs et les évolutions technologiques. Depuis 2012, le Groupe s'est fixé des objectifs de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre. Depuis 2017, date de l'Accord de Paris sur le climat, le Groupe a réduit ses émissions directes de 53% et ses émissions totales de 30%. Il s'est fixé des objectifs ambitieux à horizon 2030 (certifiés par SBTi) et la neutralité carbone en 2045. Au-delà des émissions de ses propres actifs industriels, le Groupe agit sur toute sa chaîne de valeur : fournisseurs, pratiques de travail, appui aux clients pour décarboner leur empreinte.

Les risques physiques visent les actifs et activités du Groupe qui peuvent être exposés aux impacts du changement climatique. La collaboration de la Direction RSE avec les entités opérationnelles du Groupe a permis d'identifier les index climatiques porteurs d'impacts pour nos activités (hausse des températures, inondations, sécheresses, vents, vagues de chaleur). En complément, le Groupe a conclu un partenariat avec l'Institut Pierre Simon Laplace pour disposer des données d'évolutions climatiques à horizons 2030 et 2050.

Ces éléments ont permis de définir une liste de sites opérationnels prioritaires dont la résilience locale au changement climatique est en cours d'étude. Des analyses sur l'ensemble du parc de production d'ENGIE sont en cours pour évaluer l'impact financier du changement climatique sur les activités du Groupe. Outre la gestion des risques, les couvertures assurantielles et les plans de continuité à court terme sont en cours d'élaboration ainsi qu'un plan d'adaptation pour les actifs à risques aux horizons 2030 et 2050.

3.1.3.4 Indicateurs et objectifs

ENGIE dispose d'un panel robuste d'indicateurs de performance clés (*KPI*) qui permettent de mesurer son empreinte carbone avec tout le niveau de détail souhaité. Ces indicateurs lui permettent de piloter précisément l'évolution de ses émissions de GES. Les résultats des objectifs de décarbonation sont présentés en Section 1.5.2.

3.1.4 Certification *Science-Based Targets*

L'initiative SBT (*Science-Based Targets*) a pour objet d'inciter les entreprises à une action climatique ambitieuse en validant la conformité de leurs chroniques prévisionnelles d'émissions de CO_2 éq. aux engagements de l'Accord de Paris.

Soucieux de sa responsabilité environnementale, ENGIE a obtenu la certification *SBTi* "trajectoire 2 °C" en février 2020.

Pour cela, le Groupe s'est notamment engagé à réduire :

- l'intensité carbone de sa production d'électricité (scopes 1 et 3) de 52% d'ici 2030 par rapport à 2017 ;
- les émissions de l'usage des produits vendus (scope 3) de 34% d'ici 2030 par rapport à 2017.

Cette certification témoigne de l'ambition d'ENGIE de devenir un des acteurs majeurs de la transition énergétique vers un monde neutre en carbone.

En mai 2021, le Groupe s'est par ailleurs engagé à aller plus loin en s'engageant dans une trajectoire *"well-below 2°C" en* 2030 en vue d'être Net Zéro Carbone en 2045.

Dans ce cadre, ENGIE s'est engagé à mettre fin à son activité charbon en 2025 pour l'Europe et en 2027 pour le reste du monde sur la totalité de ses actifs charbon.

Cette sortie du charbon se réalise, par ordre de priorité, par des fermetures, des conversions ou des cessions de centrales. Si la fermeture d'une centrale charbon est effectivement préférable à sa cession du seul point de vue environnemental, son implémentation se confronte à deux limites : ENGIE n'est quasiment jamais le seul décideur en la matière et la fermeture peut s'avérer impossible lorsque la centrale charbon contribue à la sécurité énergétique d'un État ou d'un territoire.

Enfin, lorsque ENGIE se résout à une cession de centrale charbon, il prend en compte les considérations RSE dans le choix du partenaire acheteur. Le produit de cession permet aussi au Groupe de financer le développement de capacités renouvelables bénéfiques au climat.

Concernant le gaz naturel, l'ambition du Groupe est de substituer progressivement le gaz fossile par du gaz vert grâce au développement du biométhane et de l'hydrogène vert. Ces dispositions viennent compléter le fort développement des capacités d'énergie renouvelable électrique engagé par le Groupe dans son ambition de transition vers une société décarbonée.

3.1.5 Taxonomie européenne

Afin d'orienter les investissements industriels européens vers des activités durables et atteindre la neutralité carbone en 2050, l'Union européenne s'est dotée, avec le Règlement 2020/852 en date du 18 juin 2020 complété d'un Acte délégué en date du 4 juin 2021, d'une taxonomie européenne qui recense les activités économiques réputées durables pour l'environnement.

Le Règlement 2021/2078 en date du 6 juillet 2021 impose de publier dans la présente Déclaration de Performance Extra-Financière (DPEF), les taux d'éligibilité (mais pas les taux d'alignement) des activités 2021 à cette taxonomie au travers de trois indicateurs définis par la taxonomie :

- Chiffre d'Affaires (CA) ;
- Dépenses d'investissement (CAPEX) ; et
- Dépenses opérationnelles (OPEX).

Les indicateurs CA et CAPEX retenus pour ces calculs de taux d'éligibilité sont strictement conformes aux définitions de la taxonomie.

Le Chiffre d'affaires correspond au CA publié par le Groupe, c'est-à-dire qu'il exclut le CA des sociétés mises en équivalence (comme Ocean Winds, partenariat avec EDPR dans le domaine de l'éolien en mer), et le CA des activités non poursuivies (comme EQUANS).

L'indicateur CAPEX défini par la taxonomie est différent de celui retenu par ENGIE dans son dialogue de gestion et dans sa communication financière au marché. En particulier, sont exclus par la taxonomie les investissements financiers, dans les sociétés mises en équivalence, ainsi que les cessions DBSO/DBOO *Partnerships*.

Or, ENGIE a investi en 2021 près de 370 M€ dans des sociétés mises en équivalence dont 350 M€ dans des activités durables au sens de la taxonomie (principalement dans Ocean Winds).

La réconciliation entre les CAPEX ENGIE et les CAPEX taxonomie est la suivante :

Données au 31 décembre 2021 en millions d'euros	Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) [1]	CAPEX Taxonomie
Investissements corporels et incorporels	5 990	5 990
(-) Variation dettes sur investissements corporels et incorporels	*0*	*316*
Entrée investissements corporels et incorporels résultant de "*Business combinations*"	0	44
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	392	0
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*6*	*0*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	369	0
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	1 548	0
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	-121	0
(+) Autres	*3*	*0*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	36	0
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO	-270	0
Droits d'utilisation des actifs (IFRS16)	0	493
TOTAL	**7 954**	**6 843**

(1) voir Note 6.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"

En revanche, la définition retenue pour **l'indicateur OPEX** est plus étendue que la stricte définition de la taxonomie pour des raisons de disponibilité et pertinence de l'information.

Les Dépenses opérationnelles (OPEX taxonomie) éligibles correspondent aux OPEX "*day-to-day servicing of assets*" (définition stricte) qui sont composés des dépenses de maintenance, entretien et réparation des actifs corporels y compris les dépenses de R&D ou les contrats de location associés. Les différents reporting existants au sein du Groupe ENGIE ne permettent pas de calculer les OPEX taxonomie au sens strict de sa définition.

Ainsi ENGIE a retenu une définition plus large des OPEX en y ajoutant les OPEX relatifs au "*day-to-day operating of assets*" (définition étendue), qui sont composés notamment des dépenses d'achats d'énergie pour le fonctionnement des actifs, et des dépenses de personnel liées à l'exploitation.

Le résultat de ce travail est donné dans les trois tableaux ci-après avec une ventilation des résultats par segment.

Chiffre d'Affaires (CA) 2021 retenu par la taxonomie

Segment	CA éligible (M€) : A	CA total (M€) : B	Taux d'éligibilité du CA : (A/B)
Renouvelables	3 661	3 661	100%
Infrastructures	483	6 700	7%
Energy Solutions	5 732	9 939	58%
Production Thermique	482	4 089	12%
Fourniture d'Énergie	999	13 238	8%
Nucléaire	0	56	0%
Autres	19	20 183	0%
TOTAL	**11 375**	**57 866**	**20%**

Dépenses d'investissement (CAPEX) 2021 retenus par la taxonomie

Segment	CAPEX éligible (M€) : A	CAPEX total (M€) : B	Taux d'éligibilité des CAPEX : (A/B)
Renouvelables	2 414	2 417	100%
Infrastructures	129	2 285	6%
Energy Solutions	610	754	81%
Production Thermique	64	351	18%
Fourniture d'Énergie	44	287	15%
Nucléaire	0	196	0%
Autres	44	554	8%
TOTAL	**3 305**	**6 843**	**48%**

Dépenses opérationnelles (OPEX) 2021 retenus par la taxonomie

Segment	OPEX éligible (M€) : A	OPEX total (M€) : B	Taux d'éligibilité des OPEX : (A/B)
Renouvelables	797	797	100%
Infrastructures	24	2 398	1%
Energy Solutions	4 081	7 685	53%
Production Thermique	45	2 659	2%
Fourniture d'Énergie	1 023	2 592	39%
Nucléaire	0	1 206	0%
Autres	30	23 743	0%
TOTAL	**6 001**	**41 080**	**15%**

ENGIE affiche en 2021, un chiffre d'affaires éligible à la taxonomie à 20%, des CAPEX éligibles à la taxonomie à 48% et des OPEX éligibles à la taxonomie à 15%.

Ces chiffres Groupe (hors EQUANS) couvrent des disparités importantes en fonction des métiers.

Toutes les activités de la GBU Renouvelables sont éligibles (100%).

Les activités de la GBU *Energy Solution*s sont majoritairement éligibles (58% pour le CA, 81% pour les CAPEX et 53% pour les OPEX) tandis que les activités des GBU Production thermique & Fourniture d'Énergie et Infrastructures sont minoritairement éligibles à la taxonomie.

En revanche, au fur et à mesure que les trois activités d'infrastructures gaz (transport, distribution et stockage) seront converties aux gaz renouvelables et au stockage d'hydrogène, elles deviendront progressivement éligibles.

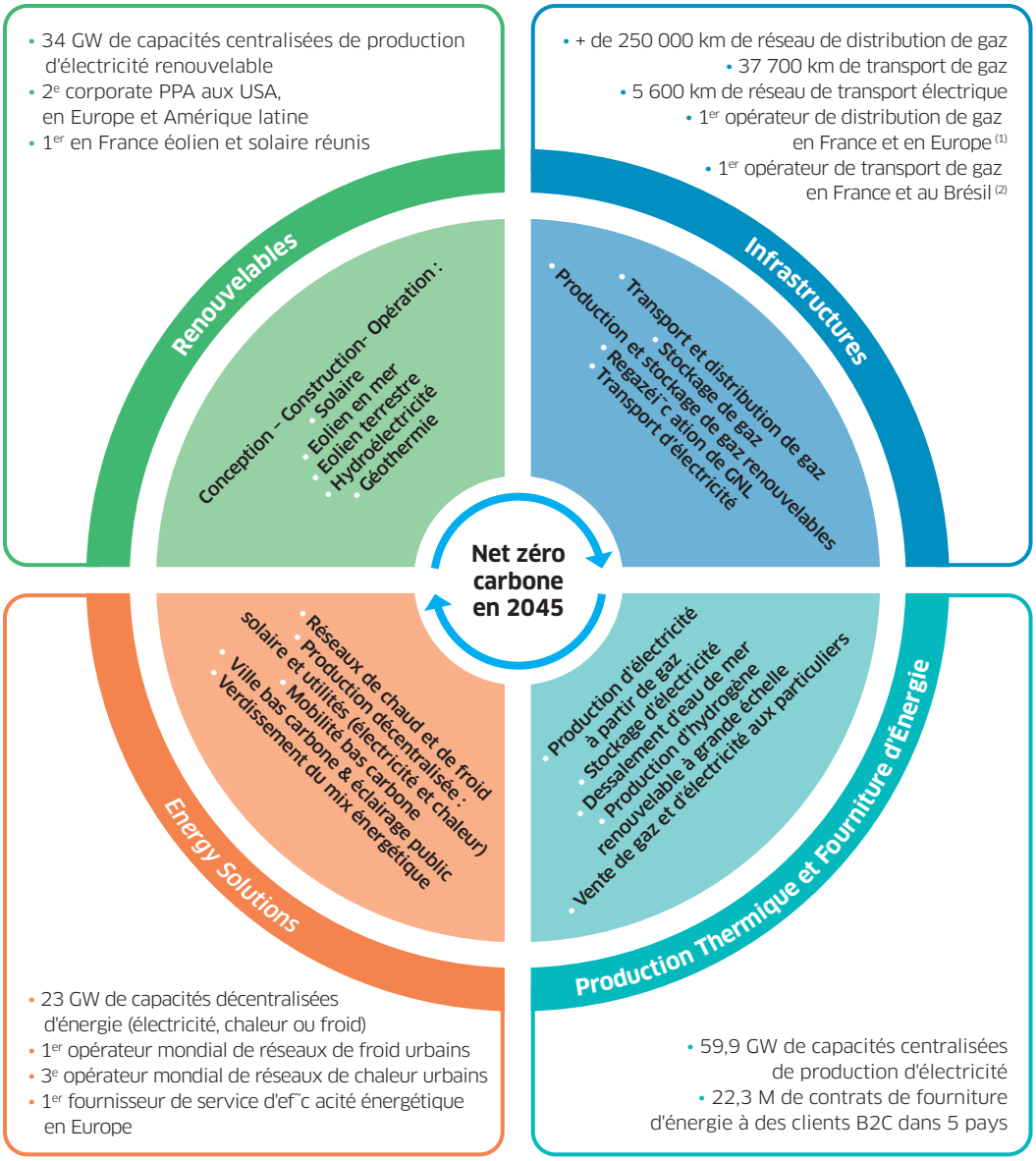
Enfin, les activités Autres (dont *GEMS)* et Nucléaire ne sont pas éligibles à la taxonomie.

À noter que le calcul d'éligibilité des seuls CAPEX de croissance de 2021 donne un ratio de 75%, nettement supérieur aux 48% calculés sur l'ensemble des CAPEX (croissance et maintenance).

3.2 Modèle d'affaires

L'accélération de la transition énergétique déplace la valeur du secteur vers des activités plus respectueuses de l'environnement et des services plus proches du client final. Elle induit, en outre, la nécessité d'apporter des réponses adaptées à chaque territoire, intégrant la bonne compréhension des situations et des ressources locales. ENGIE s'implique pour sensibiliser et coconstruire avec ses parties prenantes la transition énergétique.

Les activités du Groupe, détaillées à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe", peuvent être représentées selon le schéma suivant :



(1) Par le biais de ˜liales indépendantes
(2) Par le biais d'une ˜liale indépendante

Les quatre blocs d'activités du Groupe (Renouvelables, Infrastructures, *Energy solutions*, Production Thermique & Fourniture d'Énergie) et Autres activités mobilisent des capitaux ou des ressources de différentes natures et créent de la valeur selon cinq axes comme illustrée ci-dessous. Cette présentation reprend les principes de *l'International Integrated Reporting Council* (IIRC).

Création de valeur pour ENGIE

LES RESSOURCES

Capitaux Financiers
capitaux propres, capitaux empruntés...
Cf. Section 6.2 "Comptes consolidés"

Capitaux Industriels
actifs industriels, dépenses d'investissement, de développement, de maintenance...
Cf. Section 6.2 "Comptes consolidés"

Capitaux Intellectuels
effectifs et dépenses R&D et innovation...
Cf. Section 1.3 "Recherche, technologies, et innovation "

Capitaux Humains
effectifs, dépenses de personnel et de formation...
Cf. Section 3.4 "Informations sociales"

Capitaux Sociétaux
parties prenantes mobilisées en interne et en externe...
Cf. Section 3.6 "Informations sociétales"

Capitaux Naturels
volumes et dépenses d'achat de matières premières, de fournitures autres, dépenses liées à la préservation de l'environnement...
Cf. Sections 3.5 "Informations environnementales" et 3.7 "Achats, sous-traitance et fournisseurs"

LE *BUSINESS MODEL*

Renouvelables

Infrastructures

Energy Solutions

Production Thermique & Fourniture d'Énergie

Autres activités

LA CRÉATION DE VALEUR

Une transition énergétique durable
capacités de production renouvelables, taux de renouvelable du portefeuille, taux de recyclage des déchets, taux de réduction des émissions de CO_2 et autres polluants, % de sites de production avec un plan environnemental concerté avec les parties prenantes... Cf. Section 3.5 "Informations environnementales"

Une transition énergétique rentable
croissances organiques du chiffre d'affaires et de l'EBITDA, taux de rémunération desactionnaires, ROCE... Cf. Sections 1.4.3 "Chiffres clés ˜nancier s 2021" et 6.2 "Comptes consolidés"

Une transition énergétique pour demain
investissements dans l'innovation et le digital, nombre de labs créés...
Cf. Section 1.3 "Recherche, technologies, et innovation"

Une transition énergétique pour tous
montant récurrent des impôts payés, montant des achats locaux, % de PME parmi les fournisseurs, nombre de clients béné˜ciair es des tarifs sociaux, nombre de béné˜ciair es à un accès à l'énergie
Cf. Sections 3.6 "Informations sociétales" et 3.7 "Achats, sous-traitance et fournisseurs"

Une transition énergétique qui rassemble
politique de rémunération, taux d'actionnariat salarié, taux d'engagement des salariés, taux de fréquence des accidents, % de sites industriels ayant mis en place un dispositif de dialogue avec les parties prenantes
Cf. Sections 3.4 "Informations sociales" et 3.6 "Informations sociétales"

3.3 Analyse des principaux enjeux et risques RSE

Pour identifier les principaux risques RSE, ENGIE s'est appuyé sur la dernière version (2020) de sa matrice des enjeux, dite "matrice de matérialité". Elle a été réalisée pour mieux refléter les attentes et priorités de ses parties prenantes, celles de son *management* et mieux cibler sa stratégie et ses actions.

Il en résulte 20 enjeux répartis selon quatre catégories à savoir : quatre fondamentaux, sept matériels, deux majeurs et sept décisifs.

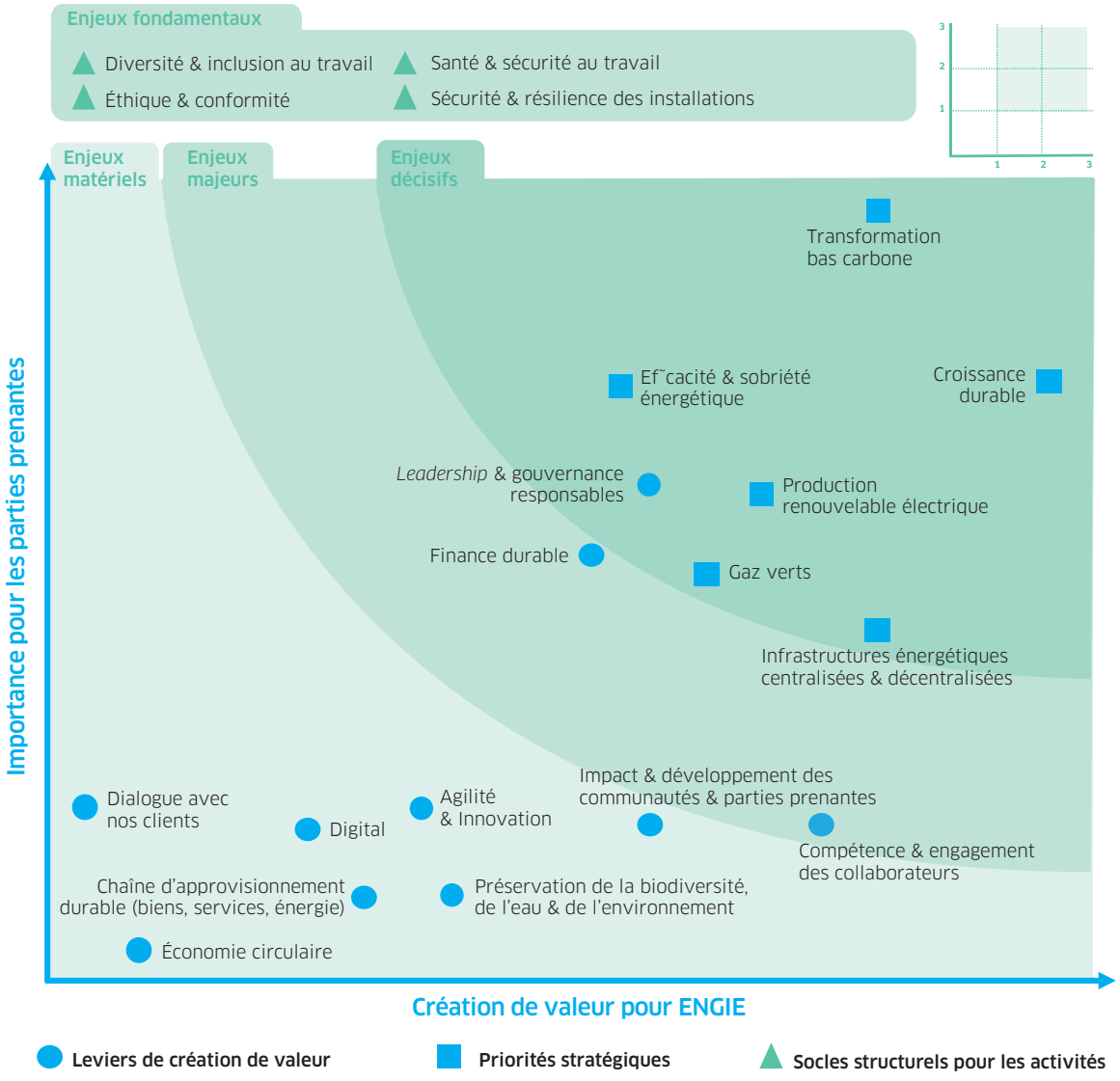
Les enjeux fondamentaux constituent des enjeux pérennes constituant le socle fondateur pour un exercice responsable des activités industrielles et commerciales du Groupe. De ce fait, ils n'ont pas été interclassés, ni comparés aux autres enjeux. Les autres enjeux ont été évalués et classés selon trois catégories de matérialité croissante :

- les enjeux matériels qui contribuent à la création de valeur du Groupe ;
- les enjeux majeurs qui contribuent de manière importante à celle-ci ;
- et les enjeux décisifs qui y contribuent de manière essentielle, six d'entre eux constituant les priorités stratégiques du Groupe.

Les enjeux sont positionnés sur la matrice :

- en fonction de leur importance pour les parties prenantes (axe des ordonnées) ;
- en fonction de l'impact en termes de création de valeur pour ENGIE (axe des abscisses).

La méthodologie de construction de cette matrice est accessible sur le site internet du Groupe (espace Responsabilité Sociétale d'Entreprise).



Les définitions des enjeux 2021 sont précisées dans les tableaux suivants :

Enjeu	Définition
1. & gouvernance responsables	Garantir un *leadership* et une gouvernance exemplaires et transparents, adaptés aux enjeux stratégiques ; assurer la transparence et l'intégrité de l'information grâce à la fiabilité de la communication, la gestion efficace des éventuelles controverses et l'image de marque d'ENGIE ; assurer la lisibilité des objectifs du Groupe ; assurer la cohérence des actions du Groupe vis-à-vis de sa raison d'être.
2. Digital	Mettre notre expertise digitale au service de la transition énergétique en offrant à nos clients des solutions et services innovants différenciants ; mettre à profit ces technologies afin d'améliorer l'efficacité opérationnelle du Groupe et renforcer la cohésion entre nos employés grâce à des nouveaux outils collaboratifs.
3. Croissance durable	Assurer la résilience du modèle d'affaires du Groupe ainsi que la croissance des résultats financiers à long terme ; garantir un partage de la valeur avec l'ensemble des parties prenantes (rémunérer de façon incitative les cadres dirigeants et l'ensemble des collaborateurs ; assurer des dispositifs d'attractivité et de fidélisation des actionnaires) ; limiter les risques d'actifs échoués ; assurer une stabilité en matière de notation financière et RSE.
4. Sécurité & résilience des installations	Assurer la sûreté de fonctionnement des installations et la continuité des activités en garantissant : la sécurité et surveillance des sites sensibles du Groupe (nucléaires et industriels), la résilience et l'adaptation des installations face aux risques climatiques, la cybersécurité des systèmes industriels, la confidentialité et protection des données personnelles de nos collaborateurs et de nos clients ; assurer le démantèlement des sites nucléaires dans les conditions de sécurité requises.
5. Compétence & engagement des collaborateurs	Favoriser l'appropriation de la raison d'être, de la stratégie et des valeurs d'ENGIE par les collaborateurs en les rendant acteurs de leur déploiement ; renforcer la relation de confiance entre le management et les collaborateurs ; explorer et développer les nouveaux modes de travail adaptés aux besoins des collaborateurs ; assurer un dialogue social de qualité au sein du Groupe ; capitaliser sur les compétences des collaborateurs et les accompagner dans leurs évolutions professionnelles ; attirer et développer les talents ; renforcer l'intrapreneuriat dans nos pratiques.
6. Santé & sécurité au travail	Garantir la sécurité et des conditions de travail optimales pour nos collaborateurs, contractants et sous-traitants dans l'ensemble des zones géographiques où le Groupe opère.
7. Diversité & inclusion au travail	Promouvoir l'égalité des chances et faire de l'égalité de traitement une réalité ; veiller à la non-discrimination à l'égard de nos salariés comme de nos candidats ; promouvoir la diversité des profils et des expériences à tous les niveaux de l'entreprise.
8. Économie circulaire	Encourager la circularité tout au long de la chaîne de valeur en favorisant le recyclage, la réutilisation et la valorisation des ressources dans les opérations ; maîtriser la consommation des ressources (consommation responsable) ; assurer une utilisation efficiente des matières premières.
9. Préservation de la biodiversité, de l'eau & de l'environnement	Prévenir et maitriser l'impact des opérations du Groupe sur la biodiversité, l'eau et l'environnement (pollution sonore, pollution des sols, pollution de l'eau et de l'air) ; être acteur et moteur de la protection de l'environnement et contribuer à la restauration des habitats naturels à travers des engagements ciblés et concrets.
10. Transformation bas carbone	Agir positivement pour l'environnement et le climat en assurant un virage lisible et ambitieux vers des activités bas-carbone, en se désengageant des activités carbonées, en développant des offres visant à réduire l'empreinte carbone des clients du Groupe, en maîtrisant l'empreinte carbone de nos chaînes d'approvisionnement et de nos pratiques de travail.
11. Production renouvelable électrique	Renforcer notre investissement dans un portefeuille d'activités compétitif et durable de production électrique à partir d'énergies renouvelables et en assurer l'acceptabilité locale; anticiper les nouvelles sources d'énergies renouvelables et être acteur de leurs déploiements.
12. Gaz verts	Développer de façon durable l'ensemble de la chaîne de valeur des gaz verts (biométhane, hydrogène) ; sensibiliser nos clients et parties prenantes aux rôles des gaz verts comme leviers de résilience et de performance dans la transition énergétique.
13. Infrastructures énergétiques centralisées & décentralisées	Poursuivre le développement des infrastructures énergétiques de gaz et d'électricité ainsi que les infrastructures décentralisées (réseaux de chaleur et de froid, réseaux de bornes de recharge pour véhicules électrique, réseaux urbains d'éclairage public, etc.) ; mettre à profit les nouvelles technologies au service de la gestion intelligente et connectée des réseaux et des infrastructures.

Enjeu	Définition
14. Agilité & innovation	Faire évoluer la culture d'entreprise vers une plus grande agilité et ouverture à l'innovation ; renforcer nos capacités d'évolution (adaptation des *business models* et de l'organisation de Groupe, transformation des modes de travail, développement de l'intrapreneuriat, etc.) face aux évolutions de l'environnement du Groupe (attentes, usages, etc.).
15. Dialogue avec nos clients	Engager un dialogue d'ordre stratégique avec nos clients actuels et historiques afin de les accompagner au mieux dans leur transformation bas carbone ; sensibiliser l'ensemble de nos clients à nos valeurs et engagements ; développer une relation partenariale de qualité et s'adapter aux spécificités de nos implantations géographiques ; s'engager sur une performance (énergétique, carbone,etc.) à long terme auprès de nos clients.
16. Éthique & conformité	Garantir une conduite responsable des affaires à travers des pratiques éthiques robustes et transparentes au niveau des activités opérationnelles (ex. anti-corruption, fiscalité).
17. Impact & développement des communautés et parties prenantes	Œuvrer pour le respect des droits humains sur toute notre chaîne de valeur, maintenir un dialogue continu et de qualité avec les parties prenantes ; développer de nouvelles dynamiques de partenariats ; contribuer positivement au développement territorial, dans le respect des communautés locales, en tenant compte de l'évolution des besoins ; contribuer à une transition énergétique juste et efficace ; encourager une économie plus inclusive et plus équitable.
18. Finance durable	Œuvrer en faveur d'une finance durable à travers : la promotion d'instruments financiers responsables (*green bonds*, etc.), l'intégration des enjeux ESG dans le processus d'investissement afin de favoriser le développement d'activités durables ; démontrer l'alignement des actions d'ENGIE avec les attentes croissantes des investisseurs et des agences de notation RSE ; anticiper et s'adapter aux évolutions réglementaires en la matière.
19. Chaîne d'approvisionnement durable (biens, services, énergie)	Promouvoir les pratiques RSE d'ENGIE tout au long de ses chaînes d'approvisionnement ; favoriser un dialogue de qualité avec ses fournisseurs ; nouer des partenariats stratégiques en matière de développement durable ; maîtriser les risques sociaux et environnementaux liés à l'activité et à la localisation géographique des fournisseurs de biens, de services et d'énergie ; privilégier un panel de fournisseurs diversifiés afin de garantir la continuité de l'activité.
20. Efficacité & sobriété énergétique	Accompagner une démarche individuelle et collective de changements techniques, d'usages, pratiques et modes d'organisation visant à la réduction des consommations énergétiques ; à tous les niveaux du Groupe : pratiques quotidiennes de travail, opérations, chaîne d'approvisionnement et chez nos clients à travers nos offres ainsi qu'au niveau de nos infrastructures.

Ces 20 enjeux génèrent des risques et des opportunités RSE. Ces risques RSE sont classés conformément à la réglementation selon la typologie suivante :

- environnementaux ;
- sociétaux ;
- sociaux ;
- et de gouvernance.

Les principaux Objectifs de Développement Durable (ODD) des Nations Unies pouvant être impactés par ces risques sont également indiqués.

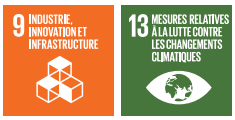
L'analyse des risques retenue au Chapitre 2 "Facteurs de risques et contrôle" diffère de l'analyse de ces risques RSE. Au Chapitre 2, les risques dits "risques matériels spécifiques nets" sont évalués et hiérarchisés. Ils sont propres aux activités d'ENGIE et peuvent avoir un impact financier à court ou moyen terme dans le cadre de décisions d'investissement concernant ENGIE. Ils sont qualifiés de "nets" en regard de leur impact potentiel résiduel après avoir pris en compte les mesures prises par le Groupe pour les réduire.

Les risques de la présente Section sont de nature RSE, ne sont pas forcément spécifiques aux activités d'ENGIE, et peuvent avoir des impacts à moyen ou long terme. Ce sont des risques bruts, non atténués par les mesures de gestion prises par ENGIE.

Ces approches différentes expliquent les écarts entre la liste des risques présentés au Chapitre 2 et ceux de la présente Section.

RISQUES ENVIRONNEMENTAUX

Enjeu 2 : Digital
Enjeu 4 : Sécurité et résilience des installations
Enjeu 8 : Économie circulaire
Enjeu 9 : Préservation de la biodiversité, de l'eau et de l'environnement
Enjeu 10 : Transformation bas carbone
Enjeu 11 : Production renouvelable électrique
Enjeu 12 : Gaz verts
Enjeu 13 : Infrastructures énergétiques centralisées et décentralisées
Enjeu 20 : Efficacité & sobriété énergétique

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
A	*Sécurité industrielle :* il correspond au risque d'atteinte à l'intégrité des personnes ou des biens du fait des activités opérationnelles du Groupe.	Ventes de services : digitalisation, robotisation, sécurisation et surveillance de sites sensibles, aide à l'adaptation au changement climatique d'installations clients, aide à la décarbonation de portefeuilles clients	
B	*Sûreté nucléaire :* il correspond aux risques spécifiques en cas d'accidents pouvant conduire à des rejets radioactifs issus des centrales nucléaires du Groupe.		
C	*Cyber-attaque des systèmes industriels :* il correspond à l'attaque des systèmes de commande industriels.		
D	*Atteinte aux patrimoines matériels et immatériels par malveillance :* il correspond aux actes de malveillance touchant les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, mais aussi ceux touchant l'information, constitutive du patrimoine immatériel du Groupe, qu'elle soit sur support informatique, physique ou même véhiculée verbalement.		
E	*Contribution au changement climatique*	Ventes de services : réduction de l'empreinte carbone de sites industriels, plans de gestion de l'environnement Programme de restauration de la faune et la flore Mobilisation des parties prenantes: clients, salariés, territoires, ONG	
F	*Impact du changement climatique*		
G	*Biodiversité*		
H	*Stress hydrique*		
I	*Gestion des déchets*		
J	*Pollution atmosphérique*		
K	*Pollution du milieu environnant*		

RISQUES SOCIÉTAUX

Enjeu 3 : Croissance durable
Enjeu 15 : Dialogue avec les clients
Enjeu 17 : Impact et développement des communautés et des parties prenantes
Enjeu 18 : Finance durable
Enjeu 19 : Chaîne d'approvisionnement durable

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
L	*Acceptation sociale :* les activités du Groupe impliquent la détention de divers permis et autorisations dont l'obtention ou le renouvellement auprès des autorités réglementaires compétentes peut impliquer des procédures longues et coûteuses. Le Groupe peut être confronté à l'opposition de la population locale ou d'associations lors de l'installation ou de l'exploitation de certains équipements.	Co-construction des offres avec les parties prenantes Pérennisation des activités industrielles Développement de l'offre d'accès à l'énergie dans les territoires non desservis Traitement de la précarité énergétique par des offres adaptées Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe	
M	*Gestion de grands projets :* avec notamment la prise en compte du dialogue avec les parties prenantes, le non-respect du coût, des délais de construction et de la performance opérationnelle des grands projets industriels.		
N	*Réputation :* incapacité de l'entreprise à instaurer et conserver la confiance des parties prenantes et à en obtenir les bénéfices qui y sont associés, incapacité à maintenir les valeurs et les normes sociales de l'entreprise y compris chez ses fournisseurs ou sous-traitants, incapacité de l'entreprise et du projet à bâtir et protéger son image de marque, incapacité des projets visant un meilleur accès à l'énergie à atteindre leurs cibles.		

RISQUES SOCIAUX

Enjeu 1 : et gouvernance responsables
Enjeu 5 : Compétences et engagement des collaborateurs
Enjeu 14 : Agilité et innovation

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
O	*Compétences* : c'est-à-dire la pénurie de personnes qualifiées, l'indisponibilité de ressources flexibles en fonction des besoins, la perte de connaissances clés en cas de départ par manque de plans de succession ou en raison de conditions plus attrayantes dans la même zone géographique.	Adaptation aux évolutions des métiers Attrait du Groupe auprès des jeunes sensibles à la neutralité carbone Digitalisation améliorant l'efficacité du travail	
P	*Adhésion des salariés* : dans le cadre de la transformation du Groupe, le manque d'adhésion peut conduire à des mouvements sociaux.		

Enjeu 7 : Diversité et inclusion au travail

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
Q	*Diversité* : non-représentativité de la population salariée par rapport à la société dans laquelle le Groupe évolue.	Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe Inclusivité de l'entreprise Reflet de la société Attractivité du Groupe	
R	*Inéquité* : traitement discriminatoire des salariés ou des candidats.		

Enjeu 6 : Santé - sécurité au travail

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
S	*Santé-sécurité au travail* pour les salariés, les contractants et les sous-traitants.	Amélioration de la performance opérationnelle Bien-être au travail Motivation des salariés	
T	*Sûreté dans les déplacements*		

RISQUES DE GOUVERNANCE

Enjeu 1 : et gouvernance responsables
Enjeu 16 : Éthique et conformité

	Risques associés	Opportunités associées	ODD associés
U	*Corruption* : le risque d'un comportement pénalement répréhensible par lequel une personne sollicite ou accepte un avantage en vue d'accomplir un acte entrant dans le cadre de ses fonctions.	Exemplarité citoyenne du Groupe Motivation des salariés	
V	*Fiscal* : le risque de non-conformité aux réglementations fiscales, aux obligations de déclaration et à leurs évolutions.		

Enjeu 17 : Impact et développement des communautés et des parties prenantes

	Risques associés	Opportunités associées	ODD associés
W	*Atteinte aux droits humains*	Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe	

Conformément à la réglementation, ces risques sont analysés, dans les pages suivantes, au travers :

- d'un résumé des politiques ou des plans d'actions mis en œuvre pour les limiter ;
- des indicateurs mis en place pour les suivre avec parfois des objectifs fixés ;
- et des résultats de ces indicateurs sur trois ans.

Par ailleurs, conformément à la loi du 27 mars 2017, ENGIE a défini un plan de vigilance pour les risques liés aux Droits Humains au sens large, comprenant aussi les aspects santé-sécurité, achats responsables et environnement. Ce plan de vigilance couvre l'ensemble des activités d'ENGIE et de ses filiales contrôlées dans le monde entier ainsi que celles de ses principaux fournisseurs. Ce plan de vigilance est présenté à la Section 3.9 "Plan de vigilance".

3.3.1 Principaux risques environnementaux

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque A : Sécurité industrielle (Voir Section 2.2.5.1)				
Politique de santé-sécurité d'ENGIE intégrant la sécurité industrielle Politiques de sécurité industrielle spécifiques aux différentes activités mises en œuvre par les filiales du Groupe Plans d'actions mis en œuvre par les filiales intégrant le retour d'expérience dans une logique d'amélioration continue	Suivi au niveau des filiales des incidents et accidents liés à la sécurité industrielle Évaluation du niveau de maîtrise des risques réalisée au travers de référentiels de contrôle interne dédiés (IND 2 & 3)	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles
Risque B : Sûreté nucléaire (Voir Section 2.2.5.4)				
Politique de sûreté nucléaire et radioprotection Supervision indépendante de la sûreté nucléaire Plan global de sûreté nucléaire 2016-2020 Exigences minimales portant sur les systèmes de management des acteurs nucléaires	Suivi des incidents significatifs	Pas d'incident significatif	Pas d'incident significatif	Pas d'incident significatif
Risque C : Cyberattaque des systèmes de contrôle industriels (Voir Section 2.2.6.1)				
Révision de la politique Groupe de sécurité des systèmes de contrôle industriel Référentiel technique de sécurisation Référentiel d'évaluation qualitative du niveau de maturité de la culture cybersécurité des entités	Suivi du taux de sécurisation des sites à sécuriser en priorité (sites critiques et sensibles) Évaluation du niveau de maîtrise du risque réalisée au travers d'un référentiel de contrôle interne dédié (IND 4)	Maintien de la sécurisation des sites existants et sécurisation de nouveaux sites conformément aux objectifs	Maintien de la sécurisation des sites existants et sécurisation de nouveaux sites conformément aux objectifs	Maintien de la sécurisation des sites existants et sécurisation de nouveaux sites conformément aux objectifs
Risque D : Atteinte aux patrimoines par malveillance (Voir Section 2.2.6.5)				
Politique Groupe de protection des personnes et des patrimoines matériels et immatériels Mesures de prévention et de protection mises en œuvre suivant la criticité de la zone d'implantation Comité Groupe de sécurité de l'information	Suivi des menaces qui pèsent sur le Groupe, en particulier terroristes Suivi des dommages aux patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines
Risque E : Contribution au changement climatique (Voir Section 2.2.2)				
Politique environnementale Groupe qui précise : • les enjeux environnementaux du Groupe dont le changement climatique ; • les moyens mis en œuvre par le Groupe pour répondre à ces enjeux et améliorer sa performance ; • les éléments de gouvernance qui contribuent à la mise en œuvre de la politique environnementale du Groupe.	Objectifs à horizon 2030 : • 43 Mt d'émissions de GES (scopes 1 et 3) liées à la production d'énergie, conformes aux engagements SBT	67	68	75
	• 52 Mt d'émissions de GES liées à l'usage des produits vendus, conformes aux engagements SBT	66	62	61
	• 0 Mt d'émissions de GES liées à nos pratiques de travail (après compensation)	0,6	0,5	0,7
	• 58% de capacités électriques renouvelables, conformes aux engagements SBT	34%	31%	28%
Risque F : Impact du changement climatique (Voir Section 2.2.2)				
Politique environnementale Groupe	Objectif à horizon 2030 : • 100% des activités, projets et sites en démantèlement avec un plan environnemental en concertation avec les parties prenantes	37%	21%	nd

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque G : Biodiversité				
Politique Biodiversité Groupe qui s'attache à : • éviter les impacts directs ou indirects de ses activités et de celles de sa chaîne de valeur sur la biodiversité ; • à défaut à les réduire ; • voire à les compenser en dernier ressort.	Objectif à horizon 2030 : • 100% des activités industrielles avec un plan de gestion écologique des sites	28%	0%	nd
Risque H : Stress hydrique				
Politique Eau Groupe qui porte une attention particulière à la gestion de l'eau utilisée dans la production d'énergie et aux procédés de retraitement des eaux usées	Objectif à horizon 2030 : • Réduction de 35% de la consommation d'eau des activités industrielles par rapport à 2019	+1,8%	-19%	0%
Risque I : Gestion des déchets				
Politique économie circulaire Groupe qui vise à ce que chaque site ou activité travaille à la valorisation et/ou au recyclage de ses déchets	% de déchets non dangereux valorisés	84%	76%	68%
	% de déchets dangereux valorisés	15%	30%	31%
Risques J et K : Pollution atmosphérique et pollution du milieu environnant				
Politique environnementale Groupe	NOx (t)	49 819	49 022	52 799
	SO_2 (t)	106 028	119 584	124 276
	Poussières (t)	5 820	6 312	4 662
	Mercure (kg)	198	305	312

3.3.2 Principaux risques sociétaux

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque L : Acceptation sociétale				
Politique sociétale Groupe qui précise : • les enjeux sociétaux pour le Groupe ; • les moyens mis en œuvre pour y répondre ; • les éléments de gouvernance qui contribuent à sa mise en œuvre.	Objectif à horizon 2030 : • 100% de ses activités, projets et sites en démantèlement avec un plan environnemental en concertation avec les parties prenantes	37%	21%	nd
	Nombre de sessions de formation à l'outil *"stakeholder engagement"* qui est un référentiel d'autoévaluation basé sur la norme AA1000 – gestion des parties prenantes, produite par l'ONG *Accountability*	14	6	9
Risque M : Gestion des grands projets (voir Section 2.2.6.2)				
Procédure d'investissement des projets passant en Comité d'Investissement Groupe qui prévoit une analyse de risques et une matrice d'auto – évaluation de 9 critères RSE établis sur la base des éléments issus des EIA *(Environmental Impact Assessment)* et des ESIA *(Environmental Social Impact Assessment)*	Analyse de risques Matrice de 9 critères RSE			Pas d'indicateur

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque N : Réputation				
Protection de la marque	Taux de satisfaction NPS des clients B2C (*Net promoter Score compris entre -100 et + 100*) basé sur la différence entre les promoteurs (répondants donnant une note de 9 ou 10) et les détracteurs (répondants donnant une note de 0 à 6)			
	France (13 288 000 contrats en 2021)	+19	+19	+4
	Belgique (4 182 000 contrats en 2021)	+2	-1	-9
	Italie (840 000 contrats en 2021)	+29	+19	nd
	Roumanie (2 765 000 contrats en 2021)	+49	+50	+38
	Australie (735 000 contrats en 2021)	+5	nd	nd
	Objectif à horizon 2030 : • 45 Mt CO_2 évitées chez nos clients par les offres et services d'ENGIE	28	21	nd
Politique environnementale	Nombre de plaintes et de condamnations environnementales	13 plaintes et 2 condamnations	6 plaintes et 2 condamnations	10 plaintes et 1 condamnation
Charte éthique Code de conduite de la relation commerciale Code de conduite de la relation avec les fournisseurs	Dysfonctionnements éthiques suivis à travers l'outil de *reporting* éthique *My Ethics Incident* (partie du système de remontée managériale)	277 incidents avérés ou non	283 incidents avérés ou non	282 incidents avérés ou non
Charte Achats Groupe qui précise les exigences et les engagements d'ENGIE dans sa relation avec les fournisseurs	Objectifs à horizon 2030 : • 100% des fournisseurs préférentiels (hors achats d'énergies) certifiés ou alignés SBT	20%	15%	nd
	• Indice de 100 sur les achats responsables (hors énergie) : évaluation RSE et achats inclusifs	40	25	nd
Promotion d'un accès à l'énergie pour des populations éloignées des réseaux, notamment en Afrique	Objectif à horizon 2030 : • 30 millions de bénéficiaires avec un accès à une énergie abordable, fiable et propre depuis 2018 (hors fonds à impact Rassembleurs d'Énergies)	7 M	6 M	4 M
Plan de vigilance (voir Section 3.9)				

3.3.3 Principaux risques sociaux

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque O : Compétences				
Politique de développement et de mobilité Groupe qui s'articule autour : • d'ENGIE *Skills* qui a pour objectif de gérer de façon anticipée les compétences afin de préparer l'avenir ; • d'ENGIE *Mobility* qui favorise les mobilités internes ; • et s'appuie sur ENGIE *University*.	Objectif à horizon 2030 : • 100% de salariés formés dans l'année	82%	70%	69%
	Suivi du nombre d'embauches (CDI et CDD)	33 806	29 481	37 182
	Suivi du taux de *turnover* volontaire	7,4%	5,4%	7,1%
Politique d'innovation Groupe qui s'appuie sur : • l'entité ENGIE Fab pour mettre en œuvre de nouveaux business ; • le fonds d'investissement ENGIE *New Ventures* pour accompagner des *start-ups*. Politique de recherche & technologies Groupe qui s'appuie sur l'entité ENGIE *Research* qui regroupe plusieurs Labs et des centres d'expertise et d'ingénierie	Dépenses de R&D	138 M€	190 M€	189 M€
Risque P : Adhésion				
Leadership Way qui définit quatre comportements clés – la bienveillance, l'exigence, l'ouverture, l'audace – qui permettent de répondre à cinq objectifs : préparer le futur – développer et responsabiliser – agir et faire bouger les lignes – délivrer la performance – adopter une posture inspirante au quotidien	Taux d'engagement des salariés à travers l'enquête annuelle mondiale "ENGIE&Me"	83%	83%	80%
Lieux de concertation privilégiés entre la Direction et les représentants du personnel : Comité d'Entreprise européen et Comité Groupe France	Ces instances assurent le suivi et la signature d'accords collectifs Groupe	Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale signé en janvier 2022	Pas de nouvel accord	Pas de nouvel accord
Risque Q : Diversité				
Politique de diversité du Groupe Label diversité	Taux de femmes dans les effectifs	21,8%	21,4%	20,8%
	Objectif à horizon 2030 : • 50% de femmes managers	24,6%	24,1%	23,5%
Emploi des jeunes	Objectif à horizon 2030 : • 10% d'apprentis dans les effectifs en Europe	4,6%	4,3%	3,9%
Risque R : Inéquité				
Politique d'égalité professionnelle	Objectif à horizon 2030 : • Indice d'équité femmes/hommes de 100			
	France	89	87	72
	Reste du monde	82	80	72

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque S : Santé et sécurité au travail				
Politique Groupe santé-sécurité qui fixe les principes fondamentaux à mettre en œuvre par l'ensemble des entités d'ENGIE de façon à respecter l'intégrité des personnes et des biens. Elle constitue pour chacun une référence pour que la santé et la sécurité soient intégrées dans toutes les activités du Groupe	Objectif à horizon 2030 : • Taux de fréquence total des accidents avec arrêt des salariés et sous-traitants sur sites à accès contrôlé ≤ 2,3	2,9 pour un objectif 2021 inférieur ou égal à 3,1	2,7 pour un objectif 2020 inférieur ou égal à 3,3	3,3
Plan d'action santé-sécurité 2021-2025 articulé en trois programmes *"no life at risk", "no mind at risk", "no asset at risk"*. Accord européen sur l'amélioration de la qualité de vie au travail	Objectif à horizon 2030 : • Taux de prévention [1] ≥ 0,75 Suivi des résultats santé-sécurité par le Comex, le CEEDD et le Conseil d'Administration	0,58 pour une valeur minimale de 0,50	0,59 pour une valeur minimale de 0,42	0,42
Campagne de communication annuelle	Déploiement au travers de la filière santé-sécurité	Communication focalisée sur la prévention de la Covid-19	Campagnes de communication sur la Covid-19 et sur le maintien de la vigilance en santé-sécurité	Campagne de communication sur l'analyse de risques de dernière minute
Risque T : Sûreté dans les déplacements				
Règles sûreté pour les déplacements internationaux Accès des salariés au portail médical et sanitaire d'international ISOS Accès des salariés aux analyses et rapports du site Control Risks Group sur les risques pays et au *e-learning* sur la sûreté des personnes voyageant à l'étranger	Renforcement des dispositifs de détection des événements Dispositif *Travel tracker* permettant de suivre les personnes voyageant dans des zones à risque Système d'alerte à l'attention des personnels sédentaires qui vient compléter le dispositif d'alerte des personnels en mobilité internationale	Pas d'événement significatif	Pas d'événement significatif	Pas d'événement significatif

(1) Le taux de prévention est le rapport entre le nombre d'événements et situations à fort potentiel de gravité (HiPo), et la somme du nombre d'HiPo et d'accidents du travail avec arrêt, incluant les accidents mortels du travail, pour les salariés du Groupe et ses sous-traitants sur les sites à accès contrôlés

3.3.4 Principaux risques de gouvernance

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque U : Corruption				
Politique anti-corruption basée sur : • la Charte éthique ; • le guide pratique de l'éthique ; • le référentiel intégrité ; • le référentiel conformité éthique ; • des politiques spécifiques : Évaluations des tiers, consultants commerciaux, cadeaux, invitations, conflits d'intérêts, lobbying notamment et de la relation avec les fournisseurs ; • la clause éthique et RSE dans les conditions générales de ventes.	Dispositif de signalement et *reporting* des incidents éthiques Dispositif de contrôle Procédure de conformité annuelle via un système de *reporting* spécifique Programme de contrôle interne INCOME COR4 Audits internes et externes dont l'audit de certification ISO 37001 reçue en 2018, confirmée en 2019 et 2020 et renouvelée en 2021 Publication annuelle de la Communication sur les progrès du Principe 10 de l'ONU	277 incidents avérés ou non avérés déclarés dans My Ethics Incident dont 25 cas d'allégations de corruption	283 incidents avérés ou non avérés déclarés dans My Ethics Incident dont 20 cas d'allégations de corruption	282 incidents avérés ou non avérés déclarés dans INFORM'ethics dont 9 cas d'allégations de corruption
	Système de lanceur d'alerte : ethics@ENGIE.com	187 incidents dont 51 concernant l'éthique des affaires	201 incidents dont 20 concernant l'éthique des affaires	183 incidents dont 17 concernant l'éthique des affaires
	Le Groupe s'est engagé à former ses cadres dirigeants, engagement élargi pour 2019 aux cadres managers (GMR), à la lutte contre la corruption en 2025	96% des GMR	86% des GMR	91% des cadres dirigeants et 86% des cadres managers
	Objectif à horizon 2030 : • 100% du personnel le plus exposé au risque de corruption formé	51%	21%	25%
Risque V : Fiscal				
Politique fiscale définit les règles et principes de paiement des impôts dans les pays où le Groupe opère	*Reporting* fiscal pays par pays Adhésion aux principes de l'initiative BTeam des Nations Unies	Voir site internet	Voir site internet	Voir site internet
Risque W : Atteinte aux droits humains				
Référentiel et politique droits humains Plan de vigilance Politique de *due diligence* éthique (fournisseurs, sous-traitants et partenaires commerciaux)	*Check-list* sur les risques d'atteintes aux droits humains (revue des risques annuels de violation des droits humains, voir Sections 2.2.7 et 3.8.2) Rapport de conformité éthique annuel (indicateurs quantitatifs et qualitatifs, voir Section 3.8.6) Dispositif de signalement et *reporting* des incidents éthiques (voir Section 3.8.4) Suivi du plan de vigilance du Groupe (voir Section 3.9.3)	277 incidents dans My Ethics Incident (allégués ou non avérés) dont 26 allégations relatives aux droits humains et droit de l'environnement (hors allégations liées aux faits d'ordre de harcèlement sexuel et de harcèlement moral)	283 incidents dans My Ethics Incident (allégués ou non avérés) dont 6 allégations relatives aux droits humains et droit de l'environnement (hors allégations liées aux faits d'ordre de harcèlement sexuel et de harcèlement moral)	282 incidents (avérés ou non avérés) déclarés dans INFORM'ethics dont 0 cas portant sur les droits humains

3.4 Informations sociales

La stratégie Ressources Humaines (RH) d'ENGIE appuie et contribue à la stratégie du Groupe. À l'écoute de ses parties prenantes, la fonction RH a pour rôle de concilier en permanence performance économique, progrès humain et contributions sociétales. C'est une responsabilité nécessaire et complexe qui appelle une fonction RH forte et agile.

En mai 2021, le Groupe a présenté sa feuille de route stratégique. La nouvelle organisation mise en place le 1er juillet 2021 combine les dimensions métiers et géographiques. Cette nouvelle organisation a été également marquée par la création d'EQUANS, une entité structurée en véritable *leader* mondial des services et des activités d'installations et maintenance multi-techniques.

Dans cette perspective, la filière RH agit en véritable appui au *business*, efficace et performant et accompagne l'évolution de l'organisation. La filière doit être capable d'apporter des réponses concrètes sur trois objectifs stratégiques : attirer et fidéliser tous les talents en développant les compétences, faire évoluer le *leadership* et diffuser la culture ENGIE. La réussite d'ENGIE s'appuie sur les femmes et les hommes qui composent le Groupe et qui représentent son premier levier de performance.

Pour soutenir cette nouvelle organisation, ENGIE a déployé un programme spécifique d'accompagnement au changement baptisé "*ENGIE WOW*" (*Ways Of Working*), en complément du *Leadership Way*. Ce dernier est décliné en cinq principes : COLLABORATE, PRIORITIZE, ENGAGE, COMMIT TO DELIVER, FOCUS ON BUSINESS qui visent à :

- permettre à tous les collaborateurs de comprendre le sens et les conséquences pratiques de la nouvelle organisation ;
- déployer le raisonnement et la compréhension de la nouvelle structure et de l'organisation matricielle ;
- renforcer la coordination des initiatives et des activités entre les différentes entités du Groupe en mutualisant les ressources ;
- traduire des principes génériques en actions et comportements pratiques pour atteindre les impératifs de performance.

Enfin, le Groupe a maintenu ses engagements sociaux tels que définis : 50% de femmes dans le management d'ici 2030, égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes, insertion professionnelle avec un objectif de 10% d'alternants en 2021 en France et en 2030 en Europe, 100% de personnel formé chaque année d'ici à 2030. La pandémie a donné lieu à l'accélération du Programme mondial de protection sociale *ENGIE Care* (voir Section 3.4.5.2). Ce programme protège les salariés face aux aléas de la vie et ce partout dans le monde. Il contribue à l'attractivité du Groupe, à la rétention des collaborateurs et au renforcement de la politique RSE d'ENGIE. La filière RH doit poursuivre son action pour accompagner ses collaborateurs et le *business*. Elle partage et adapte les pratiques mises en place au sein de ses territoires, pour garantir la sécurité et la santé des collaborateurs, leur bien-être au travail et assurer leur développement.

3.4.1 Données sociales

3.4.1.1 Effectif

Présent dans plus d'une soixantaine de pays en 2021, ENGIE compte 171 474 salariés. L'effectif a diminué de 1 229 salariés soit -0,7% par rapport à 2020. Cette évolution s'explique par la cession d'entités répondant à la nouvelle stratégie de développement.

GRI 102-7 /405-1	France	Europe, hors France	Amérique latine	USA & Canada	Moyen Orient, Asie et Afrique	2021	2020	2019
Renouvelables	2 752	258	1 282	221	369	4 882	4 878	4 550
Infrastructures	17 415	3 061	797	1 269	-	22 542	19 624	19 496
Solutions clients	45 897	48 929	9 925	3 911	8839	117 501	117 291	117 723
Energy Solutions	19 744	15 544	2 278	2 103	7 862	47 531	47 716	47 651
EQUANS	26 153	33 385	7 647	1 808	977	69 970	69 575	70 072
Fourniture d'Énergie	7 109	3 707	53	-	1 960	12 829	16 495	15 521
Production Thermique	175	1 205	1442	3	1 437	4 262	2 819	3 129
Nucléaire	-	2 135	-	-	-	2 135	2 190	2 160
Autres	4 368	2 059	-	768	128	7 323	9 406	8 524
TOTAL	**77 716**	**61 354**	**13 499**	**6 172**	**12 733**	**171 474**	**172 703**	**171 103**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

GRI 102-7 / 405-1	2021 Renouvelables	Infrastructures	Solutions clients *Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	%	2020 Groupe	2019 Groupe
Cadres	**2 536**	**5 727**	**12 563**	**15 178**	**2 659**	**1 410**	**503**	**5 243**	**45 819**	**26,7%**	**45 280**	**42 963**
Hommes	1 802	3 869	9 659	12 753	1 615	1 177	407	3 260	34 542	75,3%	34 361	32 856
Femmes	734	1 858	2 904	2 425	1 044	233	96	1 983	11 277	24,6%	10 919	10 106
Non cadres	**2 346**	**16 815**	**34 968**	**54 792**	**10 170**	**2 852**	**1 632**	**2 080**	**125 655**	**73,2%**	**127 423**	**128 141**
Hommes	1 798	12 478	28 599	45 417	6 529	2 559	1 429	818	99 627	79,2%	101 281	102 527
Femmes	548	4 338	6 369	9 375	3 641	293	203	1 262	26 029	20,7%	26 142	25 614
TOTAL	**4 882**	**22 542**	**47 531**	**69 970**	**12 829**	**4 262**	**2 135**	**7 323**	**171 474**	**100%**	**172 703**	**171 103**
Hommes	3 600	16 347	38 258	58 170	8 144	3 736	1 836	4 078	134 169	78,2%	135 642	135 383
Femmes	1 282	6 195	9 273	11 800	4 685	526	299	3 245	37 305	21,7%	37 061	35 720
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

Au 31 décembre 2021, l'effectif se compose de 45 819 cadres soit 26,7% et 125 655 non-cadres soit 73,2%. La proportion des cadres, en légère hausse, passe de 26,2% à 26,7%. La part des effectifs féminins progresse de 21,5% à 21,7% et représente 24,6% des cadres (voir Section 3.4.4.1).

3.4.1.2 Nature des contrats et évolution

À fin décembre 2021, 154 364 personnes disposent d'un contrat à durée indéterminée (CDI) soit 90% de l'effectif. 10 783 personnes sont sous contrat à durée déterminée (CDD) essentiellement identifiées en Amérique latine, en Asie et au Royaume-Uni.

Par ailleurs, avec 6 327 jeunes en alternance (5 961 en 2020), ENGIE réaffirme son engagement en faveur de l'intégration des jeunes. L'apprentissage permet d'associer la pratique aux enseignements théoriques dispensés dans leurs centres de formation. Il est également un vecteur de recrutement important (voir Section 3.4.3.1.2).

GRI 102 -8	2021 Renouvelables	Infrastructures	Solutions clients *Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	2020 Groupe	2019 Groupe
CDI	91,1%	93,9%	90,3%	87.9%	86,7%	96,8%	99,9%	93,8%	90,0%	90,4%	90,3%
CDD	4,4%	1,0%	6,3%	8,4%	9,1%	2,7%	0,0%	1,4%	6,2%	6,1%	6,5%
Contrat d'Alternance	4,4%	5.0%	3,3%	3,5%	4,1%	0,4%	0,0%	4,7%	3,6%	3,5%	3,2%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.1.3 Effectif par tranches d'âges

L'âge moyen des CDI est de 43 ans. Il est stable par rapport à 2020.

GRI 405-1	2021 Renouvelables	Infrastructures	Solutions clients *Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	2020 Groupe	2019 Groupe
< à 25 ans	2,0%	2,3%	3,3%	4,2%	3,9%	1,1%	1,1%	1,0%	3,3%	3,4%	3,7%
25 à 34 ans	26,4%	22,9%	24,1%	21,4%	23,6%	20,8%	16,2%	19,0%	22,5%	23,0%	23,4%
35 à 44 ans	38,7%	31,2%	28,7%	25,8%	34,5%	32,9%	33,1%	32,9%	28,9%	28,8%	28,6%
45 à 54 ans	22,6%	30,1%	25,9%	26,1%	26,4%	28,8%	22,5%	31,1%	26,8%	27,3%	27,4%
> à 55 ans	10,1%	13,3%	17,8%	22,2%	11,4%	16,2%	26,9%	15,7%	18,2%	17,5%	16,7%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.2 Le développement des Talents

3.4.2.1 La politique Talents

Le développement des Talents du Groupe est piloté par la Direction des Talents au sein de la Direction des Ressources Humaines Groupe. La direction des Talents contribue à la performance d'ENGIE grâce au développement de son capital humain. Elle anticipe les besoins de compétences et d'expertises. Elle accompagne le développement des *leaders* et experts dans leurs responsabilités actuelles et identifie les potentiels successeurs pour les préparer au mieux aux enjeux de demain. Pour mener cette mission, la Direction des Talents développe :

- une approche b*ottom up* de détection des hauts potentiels, depuis les entités vers les instances dirigeantes du Groupe ;
- des trajectoires professionnelles personnalisées qui intègrent les aspirations des collaborateurs et s'appuient sur la diversité des métiers et des zones géographiques du Groupe ;
- des outils de développement et des parcours spécifiques proposés dans la durée.

ENGIE a développé ces dernières années une politique Talents ambitieuse. Elle vise à développer les connaissances, renforcer la fidélité et préparer le futur. La crise sanitaire a impacté les façons de travailler, le rapport au travail ainsi que les leviers de motivation et d'engagement. Pour y faire face, ENGIE mise sur la qualité de l'"expérience talents" que vit le collaborateur, et ce, dès le recrutement. La politique d'attraction des futurs talents s'appuie sur une marque porteuse de sens, qui reflète les valeurs du Groupe. Elle s'accompagne d'une ambition forte en matière d'apprentissage et de relations avec de grands partenaires académiques. La valorisation de nos métiers techniques par nos collaborateurs ambassadeurs est par ailleurs un atout majeur pour attirer les talents.

Pour les fidéliser, ENGIE mise sur sa politique de développement. Elle offre aux collaborateurs des parcours professionnels variés au sein de ses principaux métiers. Cette Direction pilote depuis 2016 la mesure de l'engagement de l'ensemble des collaborateurs à travers l'enquête *ENGIE&Me* (voir Section 3.4.3.2.1). *ENGIE&Me* mène chaque année à des plans d'actions définis et déclinés à tous les niveaux de l'entreprise.

3.4.2.1.1 ENGIE Boost

ENGIE Boost est un dispositif qui permet d'identifier, de développer et de fidéliser les talents à Haut Potentiel à tous les niveaux de l'organisation, afin de les préparer à occuper les rôles stratégiques du Groupe. Il se compose de deux programmes, *Rise!* et *Pulse!*. Sur une durée de 24 mois, ils préparent les *leaders* susceptibles de prendre rapidement des responsabilités stratégiques au sein d'ENGIE. Un troisième programme, *Up!*, bénéficie aux talents à Haut Potentiel locaux. L'intégration dans les programmes *Rise!* ou *Pulse!* est pilotée par les équipes de la Direction des Talents. Elles garantissent une démarche cohérente et pertinente à travers des *People Reviews* avec les GBU et les fonctions support. En 2021,le programme *Pulse!* regroupe au total 264 Talents et le programme *Rise!* 179 Talents. L'intégration dans les programmes *Up!* est quant à elle pilotée localement, à travers les *People Reviews* des GBU. 1 541 talents ont ainsi intégré les programmes *Up!* des GBU. Cette initiative n'a pas vocation à récompenser la performance ou à être un outil de reconnaissance. C'est une opportunité offerte aux collaborateurs de développer leur potentiel et d'être dans les meilleures conditions pour une évolution future vers un poste clé. C'est aussi l'opportunité de créer une communauté active et diverse, de *leaders* engagés capables de mobiliser leurs équipes au service de la stratégie du Groupe.

3.4.2.1.2 Les communautés

ENGIE favorise et développe également la mise en place de communautés qui valorisent l'expérience salarié.

La Communau'Tech

La Communau'Tech est une communauté d'Ambassadeurs et d'Ambassadrices, Techniciens et Techniciennes dont la mission est de faire la promotion de la filière technique, en interne et à l'externe. Ce dispositif valorise nos techniciens et techniciennes, les fidélise et diffuse une image attractive de nos métiers en tension. La Communau'Tech participe aux Rencontres Métiers, Forums Emplois et salons organisés par le Groupe afin d'expliquer les métiers et promouvoir la filière technique. Elle apporte sa contribution à des réflexions Groupe, participe à des reportages ou témoignages, des webinaires ou encore des expérimentations. Les Ambassadeurs, Ambassadrices, Techniciens et Techniciennes interviennent auprès des établissements scolaires. Ils sensibilisent les jeunes aux enjeux environnementaux et climatiques et à l'importance de nos métiers dans la transition vers la neutralité carbone. Enfin, ils participent au recrutement des jeunes de l'Académie des Métiers de la Transition Énergétique et Climatique, le Centre de Formation d'Apprentis (CFA) d'ENGIE. Ils expliquent leurs métiers pour susciter des vocations. L'objectif est de constituer une communauté de 500 Ambassadeurs, Ambassadrices, Techniciens et Techniciennes à la maille européenne d'ici fin 2022. La Communau'Tech en compte aujourd'hui 400 (300 en France et 100 dans les filiales européennes) dont 20 femmes.

Les Experts

En 2020, ENGIE a mis en place le programme ExpAND. Il vise à identifier et reconnaitre les experts du Groupe. Il développe des communautés d'expertise et fait des ExpANDers des ambassadeurs ENGIE en interne et en externe. C'est aussi un programme de développement basé sur la cooptation. Il permet aux experts de développer leurs "*soft skills*" tels que le *leadership* et la communication. Toutes les expertises sont alignées avec la stratégie du Groupe, qu'elles soient techniques, technologiques ou fonctionnelles. Trois niveaux d'experts ont été établis – Global, Key et Local – en fonction de leur périmètre d'impact et de leur exposition. À l'issue des deux premières campagnes, 787 ExpANDers ont été identifiés : 58 *Global,* 457 *Key* et 272 *Local.*

3.4.2.2 Les politiques de développement des ressources humaines

Le Groupe offre à ses collaborateurs des opportunités de parcours de carrière variés grâce à des programmes de développement des compétences continus. Cela permet de développer l'employabilité en adaptant les compétences aux évolutions des métiers et des technologies. La transition vers la neutralité carbone et les accélérations technologiques dues à la digitalisation et à l'intelligence artificielle transforment les métiers des collaborateurs et créent des pénuries de personnel qualifié dans les nombreuses activités classiques ou émergentes du Groupe. Pour y faire face, ENGIE conduit une stratégie sociale de montée en compétences et de mobilité de ses collaborateurs selon trois axes : une gestion anticipée des compétences pour préparer l'avenir, une mobilité interne renforcée au service de la transformation de l'entreprise et de ses quatre grands métiers et enfin des objectifs de formation professionnelle pour tous les collaborateurs. Elles sont conduites avec la volonté de favoriser l'enrichissement des tâches, le renouvellement des expériences, la prise en compte des initiatives des collaborateurs et leur responsabilisation qui favorisent leur engagement, leur épanouissement et leur employabilité, au service de la pérennité des activités du Groupe.

3.4.2.2.1 ENGIE Skills, le dispositif de gestion anticipée des emplois et des compétences

Les compétences sont pilotées à travers un processus de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences nommé *ENGIE Skills*. En lien avec les prévisions industrielles et financières, il permet d'obtenir une cartographie à trois ans des compétences quantitatives et qualitatives dont chaque entité du Groupe doit se doter. Cette vision s'organise autour du référentiel ENGIE Jobs qui recense 200 métiers repères permettant :

- une meilleure connaissance de la répartition de nos ressources dans les métiers, filières, GBU, *Hubs* régionaux, pays, entités ;
- une amélioration de la performance RH et du pilotage des compétences par les GBU, *Hubs* régionaux, filières, entités.

Ces données sont consolidées au niveau du Groupe. Elles permettent de construire une vision globale sur les évolutions des métiers et compétences. Des plans d'accompagnement, de développement et de mobilité des collaborateurs y sont associés.

Dans un contexte de transformation stratégique et de digitalisation des processus, l'évolution des compétences se traduit à trois niveaux :

- des compétences techniques à renforcer pour devenir le leader de la transition énergétique en mettant l'accent sur l'excellence opérationnelle et le savoir-faire industriel ;
- des compétences digitales à développer pour proposer de nouveaux services ;
- des adaptations organisationnelles et managériales nécessitant un fort accompagnement.

3.4.2.2.2 ENGIE Mobility

Les pratiques de mobilité sont fortement encouragées et valorisées au sein d'ENGIE. La fluidité des ressources et la capacité des salariés à évoluer sont des gages de maintien de leur employabilité. Ils sont également une condition nécessaire à la transformation et à l'agilité du Groupe. Plus de 6 170 mobilités et mutations ont été réalisées en 2021. Plus de 90% des postes clés de la nouvelle organisation ont été pourvus en interne.

ENGIE Mobility est un dispositif dédié à l'accompagnement des mobilités professionnelles. Depuis sa création en 2017, ENGIE Mobility a accompagné individuellement près de 1 500 collaborateurs dans leur projet professionnel. Ce dispositif est également sollicité pour accompagner les organisations sur leur problématique emploi. Il apporte son expertise et son offre de services adaptée aux évolutions projetées. En 2021, ENGIE Mobility est intervenu en appui de projets de transformation majeurs.

En France, un espace digital "*Mymobility*" dédié à la construction du projet professionnel est ouvert à tous les collaborateurs. Une trentaine de rencontres métiers, forum emploi et événements distanciels ont été organisés. Enfin, un réseau de "Comités Emploi Mobilité Territoire" est animé mensuellement. Ces Comités, répartis sur le périmètre national en cinq Territoires (Île-de-France ; Ouest ; Sud-Ouest ; Centre Est et Sud Est ; Nord Est) visent à promouvoir l'emploi interne local.

3.4.2.2.3 *Skill'Lib*

Le développement et l'acquisition de compétences sont au cœur des enjeux de compétitivité et de performance de l'entreprise.

Au-delà de la formation qui reste le levier privilégié d'apprentissage, ENGIE a mis en place un dispositif efficace, innovant, gagnant-gagnant pour les collaborateurs et pour les managers, *Skill'Lib*. Il s'agit d'une *marketplace* de compétences qui permet de favoriser l'apprentissage par l'expérience pour les collaborateurs. Il permet en même temps aux managers d'avoir accès rapidement à des compétences pertinentes répondant à leurs besoins business.

Ce dispositif a été reconnu et récompensé en novembre 2021 avec la remise du Trophée de l'Innovation RH des Victoires des Leaders du Capital Humain.

3.4.2.2.4 La formation

Le développement des compétences et le maintien de l'employabilité sont des axes cruciaux pour la compétitivité et la performance de l'entreprise ainsi que pour sa capacité à déployer la stratégie du Groupe. En février 2020, ENGIE a défini un objectif extra-financier visant à former chaque année 100% des collaborateurs à horizon 2030. Pour cela, ENGIE privilégie une approche du développement des compétences en multipliant les opportunités d'apprentissage et en diversifiant ses modalités de formation. L'usage amplifié du digital permet de personnaliser les parcours de formation.

3.4.2.2.5 ENGIE Schools

ENGIE Schools agit depuis 2019 comme un *booster* de la montée en compétences des collaborateurs à profils techniques. Cela représente 70% des effectifs et plus de 100 000 salariés dans le monde. En misant sur la formation entre pairs, ENGIE Schools s'affirme comme le réseau interne international des écoles métier du Groupe. Il regroupe 32 centres de formation internes, avec une offre de formations techniques sur mesure et adaptée aux exigences de nos métiers. Il impulse une dynamique de projets transverses sur les sujets de la transition énergétique. Il agit comme un catalyseur pour mettre en place des projets de sensibilisation et de formations mutualisés Groupe, capitalisant sur l'expérience, les compétences internes et sur la coopération inter-entités. Un parcours inter-entités sur la compétence "Prévenir le risque électrique basse tension" et l'habilitation correspondante est né de cette dynamique en 2019. Grâce à un portail numérique dédié, toutes les ressources des formations techniques sont partagées entre les entités du Groupe. En 2021, ENGIE Schools s'adapte pour soutenir la nouvelle organisation. Il s'appuie sur le réseau des écoles existantes et développe des formations spécifiques et des écoles par GBU.

3.4.2.2.6 ENGIE University

En 2021, ENGIE University a accéléré le déploiement des programmes permettant à chaque collaborateur de s'approprier la stratégie du Groupe. Ces programmes portent sur les enjeux liés à la neutralité carbone, à l'orientation client et sur l'agilité organisationnelle des managers et des dirigeants. Pour répondre aux ambitions de diversité du Groupe, l'Université a lancé pour l'ensemble des managers un programme sur le *Leadership* Inclusif. Cette année a été fortement marquée par l'hybridité des modes de travail. Les conséquences sur les enjeux de formation ont été importantes tant sur le contenu que sur le format des formations. Les programmes ont été développés sur le management hybride, le *leadership* en période d'incertitude, sur les nouveaux *business models* et sur les facteurs de compétitivité.

Depuis 2016, l'Université multiplie les opportunités d'apprentissage en déployant de nouvelles modalités. Par exemple, entre 2016 et 2021, le nombre d'heures de formation en digital a été multiplié par quatre. Dans ce contexte, et afin de répondre aux enjeux de formation, l'Université a organisé, en mars 2021, le *Learning Festival*. Conçu et réalisé en format 100% digital, il a permis de proposer une semaine de formation à l'ensemble des collaborateurs du Groupe. Cet événement est un levier fort de la culture d'ENGIE, d'engagement et d'appartenance à l'entreprise ainsi que d'appropriation de la stratégie. Il s'agissait de développer les compétences clés, un besoin qui se conjugue avec la crise et qui nécessitait de réajuster nos savoir-faire. Il répondait également au besoin de changer la perception sur la formation virtuelle. Le *Learning Festival* a rassemblé plus de 3 000 collaborateurs de 40 nationalités, représentant toutes les entités du Groupe autour de 100 programmes différents. Il a mobilisé 50 intervenants

internes et 40 enseignants externes. Chaque jour, plus de 1 000 collaborateurs participaient à l'un des programmes.

La transformation du Groupe impliquant aussi une évolution des métiers, ENGIE University développe des programmes pour permettre aux collaborateurs de monter en compétence sur la transition énergétique. 2021 a connu le lancement de la *Sustainability Academy*, moteur d'engagement des collaborateurs et de développement des compétences. Cette Académie propose des parcours permettant l'appropriation de la mission du Groupe. Elle permet la professionnalisation des métiers, des compétences techniques et de *leadership* nécessaires au déploiement de la stratégie. Elle met en valeur l'expertise et l'engagement du Groupe sur la prise en compte des enjeux de durabilité dans ses métiers. Elle est ouverte à l'entreprise et à son écosystème.

La mise en place de tous ces dispositifs a permis à ENGIE de former 81,9% de ses salariés en 2021.

Taux de collaborateurs formés

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 404-2	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Taux de femmes formées	86,6%	80,0%	74,9%	82,3%	88,9%	89,3%	101,5%	77,7%	80,9%	69,2%	62,0%
Taux d'hommes formés	100,3%	86,0%	79,9%	81,6%	79,8%	88,7%	100,4%	71,0%	82,1%	70,3%	71,1%
Taux de collaborateurs formés	**96,7%**	**84,4%**	**78,9%**	**81,7%**	**83,0%**	**88,8%**	**100,5%**	**73,8%**	**81,9%**	**70,1%**	**69,2%**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*98,7%*	*97,4%*

Heures de formation

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 404-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Nb total d'heures de formation	156 354	794 924	731 757	1 214 884	216 378	104 060	143 951	106 599	3 468 907	2 963 242	3 271 154
Nb d'heures moyen par personne formée	**34**	**43**	**20**	**22**	**21**	**28**	**68**	**19**	**25**	**26**	**28**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*98,7%*	*97,4%*

Répartition des heures de formation par thème

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 404-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Techniques des métiers	24,8%	45,5%	35,4%	31,7%	37,9%	38,3%	75,2%	32,1%	38,1%	35.9%	38.9%
Qualité, sécurité, environnement,	49,6%	17,3%	49,1%	50,5%	20,8%	46,7%	19,6%	7,0%	37,9%	33.7%	32.6%
Langues	4,0%	1,2%	1,8%	0,9%	3,5%	1,2%	0,2%	12,7%	1,8%	3%	2%
Management, dvpt personnel	12,4%	30,5%	9,0%	11,8%	13,0%	10,3%	0,3%	31,6%	15,6%	13.1%	15%
Autres	9,2%	4,5%	4,8%	5,1%	3,6%	3,6%	4,7%	16,5%	6,6%	14.2%	11.4%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*98,7%*	*97,4%*

3.4.3 Recrutement et fidélisation

3.4.3.1 Recrutement et marque employeur

L'enjeu principal du Groupe est de développer une marque employeur attractive en cohérence avec ses implantations et ses besoins de recrutement. En 2021, la marque employeur a ainsi permis de maintenir ou d'améliorer la place d'ENGIE dans les classements.

- En 2021 ENGIE comptabilise plus de 675 000 abonnés sur LinkedIn. ENGIE passe ainsi de la 7e à la 5e place des "*Top Companies*" de LinkedIn ;
- Le Groupe figure 2e entreprise du CAC 40 la plus engagée en termes de RSE en France dans le nouvel index RSE publié par Universum en décembre 2021 ;
- ENGIE se classe 15e entreprise préférée des étudiants des écoles d'ingénieurs en France (contre 17e en 2020). Le Groupe progresse de 10 places dans le classement Universum des étudiants des écoles de commerce (60e place, contre 70e place l'an passé).

La stratégie de recrutement des talents est alignée avec la raison d'être d'ENGIE et la transition vers une économie neutre en carbone. Elle fait face à un marché de l'emploi hautement concurrentiel, des métiers en mutation, des attentes des candidats en évolution permanente. Cette stratégie est différenciante. Elle privilégie une approche qui place le candidat au centre du processus de recrutement au service des métiers et du business. La politique *Talent Acquisation*, initiée en 2020 autour de cinq grands principes est le fer de lance de cette stratégie. ENGIE a ainsi fait évoluer ses méthodes, a renforcé la professionnalisation de ses équipes RH et cultivé son agilité. Le Groupe a développé des partenariats stratégiques avec LinkedIn, Indeed, Glassdoor et Pôle Emploi en France. Ainsi la filière RH identifie, accompagne et développe des compétences et ressources nécessaires au Groupe. Elle anticipe et répond aux enjeux d'aujourd'hui et de demain. ENGIE a engagé une politique active de développement de sa marque employeur pour attirer les meilleurs talents et déployer sa stratégie. Des actions de communications multiples sont menées sur les réseaux et les sites de recrutements pour faire connaître les métiers d'ENGIE. Elles permettent d'attirer ainsi ses cibles prioritaires : techniciens, métiers du digital, femmes et jeunes.

3.4.3.1.1 Relations académiques

Pour recruter les meilleurs jeunes talents et pour maintenir sa position de *leader*, ENGIE s'appuie sur ses relations académiques. Elles permettent de faire connaître ENGIE auprès des étudiants en enseignement supérieur (écoles d'ingénieurs, écoles de commerce et universités). Véritable moteur d'attractivité à destination des jeunes qui représentent l'avenir d'ENGIE, les relations académiques adoptent une stratégie alignée avec celle du Groupe. Elles renforcent sa marque employeur pour être plus attractif. Elles affirment ses priorités en matière de diversité, d'inclusion et d'égalité des chances. Elles répondent à ses besoins de recrutement sur les compétences *business* et *leadership*.

ENGIE adopte une posture proactive pour répondre aux objectifs stratégiques et aller au-devant de ses besoins en menant ces actions :

- développer des outils et des critères de partenariats adaptés ;
- mettre en place et animer les communautés d'ambassadeurs, d'ambassadrices et d'Alumni ;
- adopter une approche différenciante envers l'écosystème ;
- déployer une communication et des formats innovants.

Les relations académiques sont repensées de manière plus qualitative, avec des retours sur investissement associés. Des KPIs de performance clairs et pertinents (présence, attractivité, influence et recrutement) garantissent l'efficacité de ces initiatives.

ENGIE noue des relations privilégiées avec de nombreuses écoles cibles : Polytechnique, Centrale Supelec, MINES ParisTech, Télécom ParisTech, ESTP, IFP, KEDGE, EDHEC, ESSEC, HEC, NEOMA, EM Lyon, GEM, école 42, université Paris Dauphine, Sciences Po, Paris 1 Sorbonne. Sur les métiers du Renouvelable, le Groupe a initié de nombreux partenariats avec des laboratoires ou des écoles d'ingénieurs (Telecom Paris, Mines, Centrale Supelec, IMT Lille Douai). Ils donnent la possibilité aux étudiants de faire partie de l'aventure ENGIE grâce à l'alternance, aux stages, l'accueil de doctorants ou d'études spécifiques. Enfin, des partenariats ont également été mis en place sur les métiers du digital (EPITHEC, École 42, ESSEC, GEM, ENSIMAG, EPITA) et avec de Grandes Écoles de Commerce (GEM, HEC, ESSEC, EDHEC, KEDGE, Sciences-Po).

En 2021, ENGIE a participé à 18 salons, forums, conférences comptabilisant 1 296 étudiants français. 11 actions événementielles et médiatiques portées par ENGIE ont permis une visibilité à hauteur de 555 075 vues sur les réseaux sociaux. Ils ont rassemblé 3 033 étudiants.

3.4.3.1.2 Apprentissage

Pour faire face à la pénurie des compétences et garantir la performance du Groupe, ENGIE mise sur les jeunes et l'apprentissage comme voie d'excellence pour accéder à ses métiers d'avenir.

En 2020, le Groupe s'est fixé deux objectifs stratégiques :

- 10% d'apprentis dans l'effectif du Groupe en France à fin 2021 et en Europe à fin 2030 ;
- 50% de transformation en contrats CDI ou CDD dans les filières techniques ou digitales en France à fin 2021.

Le Groupe vient récemment de voir ses efforts et son engagement en faveur des jeunes salués en remportant le Grand Prix pour l'Emploi des Jeunes décerné par l'agence de notation HUMPACT. Ce trophée vient saluer l'engagement des collaborateurs du Groupe, et au plus près des besoins territoriaux. En trois ans, ENGIE a doublé le nombre d'alternants en France et impulsé une dynamique européenne pérenne. En Europe, le taux de transformation dans les filières techniques ou digitales fortement en tension dépasse 50%. Œuvrer pour l'employabilité des jeunes, c'est aussi proposer un modèle de société plus inclusif, prouver que les métiers techniques ont de l'avenir et sont accessibles à tous, en particulier aux femmes.

Représentativité de l'alternance par rapport aux effectifs en CDI et CDD

FRANCE	EUROPE	AUTRES	Groupe
7,4%	1,1%	0,6%	3,8%

Fin 2021, ENGIE comptabilise 6 327 apprentis soit une progression de 14,5% depuis 2019. En France, la représentativité de l'alternance par rapport aux effectifs en CDI et CDD est de 7,4%. Depuis de nombreuses années, le Groupe développe ses Relations Académiques et travaille notamment avec des Centres de Formation d'Apprentis (CFA) partout en France. Ils l'accompagnent dans la conception de ses formations et dans la recherche de compétences, au bénéfice d'un maillage territorial. Développer les compétences de demain au service de la transition vers la neutralité carbone demeure plus que jamais une priorité du Groupe. Il porte la promesse d'avoir un impact positif sur les personnes et la planète. En France, ENGIE a ouvert en novembre 2020, son propre CFA, "l'Académie des métiers de la transition énergétique et climatique". À taille humaine, l'Académie accueillera plusieurs centaines d'étudiants d'ici à la fin 2024. Le CFA propose des formations diplômantes Bac pro ou BTS pour les jeunes de 16 à 29 ans construites en partenariat étroit avec des établissements pédagogiques

reconnus. Elles ont pour ambition de répondre à l'évolution des besoins du Groupe et d'attirer plus massivement les jeunes, notamment les femmes, vers ses métiers. "L'Académie des métiers de la transition énergétique et climatique" contribue à l'ambition d'ENGIE d'atteindre 10% d'alternants dans ses effectifs en France. Le Groupe a, en outre, pour objectif de recruter 50% de ses alternants dans les métiers techniques à l'issue de leur formation. Cela représente plus des deux tiers de ses besoins globaux en recrutement. Le Groupe organise chaque année "le mercato" des alternants pour mutualiser ce vivier de jeunes talents entre toutes les sociétés du Groupe. En complément, le partenariat avec "Engagement Jeunes" leur offre des opportunités externes. Le lancement de la *Young Talent Community* en janvier 2020 a permis de réunir tous les alternants, les stagiaires et les Volontariat Internationale en Entreprise (VIE) volontaires du Groupe pour mieux les fédérer et les accompagner dans leur insertion professionnelle.

Le Groupe s'est également mobilisé pour identifier, former et valoriser les tuteurs, acteurs clés dans la réussite de l'intégration des alternants. La campagne de recrutement externe 2021 illustre notamment cette volonté.

3.4.3.1.3 Recrutements

Près de 33 806 recrutements ont été réalisés. Ils sont adaptés aux futurs besoins en compétences et permettent d'accompagner la transformation engagée par le Groupe. 70% d'entre eux concernent les métiers des domaines techniques, d'ingénierie et de *business development*. Le profil de ces recrutements évolue vers une expertise accrue notamment sur les métiers du digital. Ces recrutements reflètent des situations différentes selon les activités et les pays. 11 770 recrutements ont eu lieu en France dont 6 632 sous CDI et 5 138 sous CDD (11 393 en 2020). À l'international, les recrutements s'élèvent à 22 036 en 2021 (18 088 en 2020) dont 10 644 sous CDI et 11 392 sous CDD, en hausse de 3 948 soit 22% sous l'effet des embauches en CDD en Amérique latine. Les femmes représentent 21,1% des recrutements. En complément de ces recrutements, 6 170 personnes ont bénéficié d'une mobilité interne.

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 401-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Recrutement CDI	**328**	**1 185**	**5 990**	**7 836**	**1 229**	**227**	**40**	**441**	**17 276**	**16 540**	**20 388**
Femmes	78	370	1 306	1 540	351	43	8	167	3 863	3 611	4 477
Hommes	250	816	4 684	6 296	878	184	32	274	13 414	12 929	15 911
Recrutement CDD*	**337**	**906**	**3 113**	**10 448**	**1 189**	**81**	**1**	**455**	**16 530**	**12 941**	**16 794**
Femmes	133	337	794	1 350	415	18	1	231	3 279	2 723	3 296
Hommes	204	569	2 319	9 098	774	63		224	13 251	10 218	13 498
TOTAL	**665**	**2 091**	**9 103**	**18 284**	**2 418**	**308**	**41**	**896**	**33 806**	**29 481**	**37 182**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

* *Alternants inclus*

3.4.3.1.4 Départs

En 2021, le Groupe enregistre une hausse des départs : 21 612 versus 19 537 en 2020. En 2020, le contexte particulier de la crise sanitaire a provoqué une baisse des démissions partout dans le monde. La reprise économique crée de nouvelles opportunités professionnelles et provoque une hausse des départs dans les filiales internationales d'Amérique latine 18,2%, d'Amérique du Nord 12,5% et au Royaume-Uni 13,7%. En France, le taux de démission reste modéré à 4,5%.

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 401-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Départs	268	852	6 660	11 729	1 172	311	88	531	21 612	19 537	21 545
Retraites	55	428	566	855	116	35	59	66	2 180	2 248	2 196
Démissions	161	237	3 706	7 355	716	156	23	602	12 656	9 444	12 120
Licenciements	36	128	1 530	2 561	245	44	3	86	4 633	6 166	5 691
Ruptures conventionnelles	16	60	858	958	95	76	3	77	2 143	1 677	1 537
Taux de démission	**3,2%**	**1,1%**	**7,8%**	**10,5%**	**5,6%**	**3,8%**	**1,1%**	**3,9%**	**7,4%**	**5.4%**	**7,1%**
Taux de Turnover*	**4,3%**	**1,9%**	**12,8%**	**15,5%**	**8,2%**	**6,6%**	**1,3%**	**6,1%**	**11,3%**	**10%**	**11,3%**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

* *Hors retraites*

3.4.3.2 Fidélisation

3.4.3.2.1 L'engagement des collaborateurs dans la stratégie du Groupe

ENGIE&Me

Le Groupe a reconduit en octobre 2021, pour la 6e année consécutive, son enquête d'engagement *ENGIE&Me*. Adressée à tous les collaborateurs en contrat à durée indéterminée, partout dans le monde, elle leur permet de s'exprimer sur les dimensions clés de l'engagement : adhésion à la stratégie du Groupe, conditions de travail, relations au sein de l'équipe, qualité du management, perspectives de développement et de mobilité, reconnaissance, etc. En 2021, la dimension Diversité & Inclusion a été renforcée, avec l'intégration du questionnaire utilisé dans le cadre de la certification EDGE sur les bonnes pratiques en matière d'égalité des genres. Les résultats permettent de mesurer les progrès réalisés d'une année sur l'autre. Les plans d'actions adaptés à tous les niveaux de l'organisation : Équipe, Direction, Entité, GBU / Région, Groupe sont déployés. C'est un outil managérial clé, utilisé par les managers à tous les niveaux de l'entreprise.

En 2021, 52% des collaborateurs ont répondu à l'enquête (53% l'an dernier) soit plus de 65 000 collaborateurs. *ENGIE&Me* montre, cette année encore, une évolution positive, continue depuis 2017, avec un index d'engagement durable à 83%. Sur les questions liées à la vision et à la stratégie, la confiance des collaborateurs progresse. La communication autour de la stratégie doit être poursuivie pour aider chaque collaborateur à identifier davantage sa contribution à l'ambition d'ENGIE. Les collaborateurs partagent leur satisfaction au sujet de leur degré d'autonomie, de leur capacité à innover et de l'équilibre entre leur vie professionnelle et leur vie privée. Les marges de progrès concernent principalement la performance de nos processus internes.

Les résultats de 2021 ont été présentés à l'ensemble des collaborateurs et des plans d'actions adaptés ont été identifiés.

3.4.3.2.2 Organisation du travail

En France, la majorité des entités du Groupe ont signé un accord relatif à la mise en place du travail à distance régulier sur base de deux à trois jours par semaine. Avant le confinement de mars 2020, ENGIE comptait moins de 30% de salariés en télétravail. Aujourd'hui, ce taux atteint en moyenne 40%. Avec la crise sanitaire, les négociations pour renouveler les accords qui arrivent à échéance seront l'occasion de tenir compte du retour d'expérience sur le télétravail généralisé. Certaines entités ont également signé des accords relatifs au droit à la déconnexion.

Ces différents dispositifs d'aménagement du temps de travail ou d'amélioration des conditions de travail contribuent à la maîtrise des taux d'absentéisme.

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 403-2	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Taux d'absentéisme	3,4%	6,4%	5,2%	5,7%	6,4%	2,9%	5,1%	4,3%	5,5%	6%	5,5%
Taux d'absentéisme maladie	1,3%	3,0%	3,3%	4,3%	4,7%	2,2%	4,3%	1,9%	3,6%	3,8%	3,4%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*99,1%*

3.4.4 Diversité et inclusion

Le Groupe mène une politique volontariste, ambitieuse et innovante en matière de RSE depuis de nombreuses années pour lutter contre les discriminations et promouvoir l'égalité des chances et de traitement. La politique diversité d'ENGIE a été reconnue par le renouvellement du Label Diversité en octobre 2017 pour une durée de quatre ans pour l'ensemble des activités du Groupe en France. Un audit de suivi conduit en septembre 2020 est venu confirmer les engagements du Groupe dans la promotion de la diversité et de l'égalité des chances. Il a salué les nombreuses initiatives prises par l'ensemble des entités. Enfin, ENGIE a renouvelé son engagement en matière d'égalité professionnelle en adhérant en septembre 2019 aux *Women Empowerment Principles* définis par l'ONU.

3.4.4.1 Diversité

3.4.4.1.1 Mixité

ENGIE a pour ambition de devenir une référence en termes d'égalité professionnelle et salariale. En février 2020, deux nouveaux objectifs extra-financiers de rang 1 ont été établis et validés par le Conseil d'Administration :

- Index de l'égalité femme-homme consolidé Groupe égal à 100 points sur 100 points fin 2030 ;
- 50% de femmes dans le management du Groupe en 2030.

Pour ENGIE, la diversité, l'égalité professionnelle et l'inclusion représentent des leviers d'innovation et de performance. Pour cela, ENGIE a lancé et déploie le programme *Fifty-Fifty*. Ce programme international s'appuie sur une approche systémique pour créer les conditions nécessaires à l'atteinte de l'égalité professionnelle femmes-hommes.

Ce projet répond à une demande de l'ensemble de la Société, des clients d'ENGIE, mais aussi des investisseurs. Sa feuille de route s'articule autour de six piliers : structuration et gouvernance, diagnostic, sensibilisation et communication, adaptation de l'organisation, développement des collaborateurs, et partenariats externes. Il s'agit pour ENGIE de devenir un acteur de référence en la matière et d'attirer les meilleurs talents.

En 2021, chaque entité a pu bénéficier d'une "boite à outils *Fifty-Fifty*" adaptée aux métiers et environnements culturels de chaque région. Nos points d'actions principaux ont été centrés sur :

- **Formation des collaborateurs**
  - trois programmes "Diversité, égalité professionnelle et Inclusion" ont été déployés de mai à juillet 2021 : un programme en ligne pour l'ensemble des employés et deux programmes mixtes pour l'encadrement et dirigeants du Groupe ;
  - en janvier 2021, un programme de développement personnel "*Wo+Men to Lead*" a été mis en place pour les femmes et en septembre 2021 pour les hommes ;
  - depuis novembre 2020, un partenariat a été noué avec *Women Initiative Foundation* afin de former au leadership inclusif.
- **Communication et sensibilisation**
  - une masterclass "Diversité, égalité professionnelle et Inclusion" est proposée depuis février 2020. Elle a pour public cible divers niveaux hiérarchiques de l'entreprise ;
  - des événements *Fifty-Fifty* sont programmés pour l'ensemble des collaborateurs à certaines dates clés, notamment pour la journée de la femme ;
  - des ateliers de sensibilisation des comités exécutifs ont été organisés en mars 2021, axés sur les privilèges et la gestion des biais inconscients.
- **Diagnostic et certification**
  - en février 2021, un premier périmètre d'ENGIE a obtenu la certification EDGE en Diversité et Inclusion ;
  - en octobre 2021, 22 questions Diversité, égalité professionnelle et inclusion ont été insérées dans l'enquête *ENGIE&Me* ;
  - les conclusions de l'audit des processus d'évaluation de nos talents, pour les rendre plus inclusifs, ont été rendus en mai 2021.
- **Partage de bonnes pratiques et résonance externe**
  - en novembre 2021, la 1re édition de l'*Award Fifty-Fifty*, un concours accessible à tous, a été lancé. Il récompense les équipes les plus investies en faveur de la mixité ;
  - depuis novembre 2021, une médiathèque virtuelle regroupant les ressources de la boite à outils *Fifty-Fifty* a été créée sur la plateforme *ULearn* : vidéos, témoignages, articles, bonnes pratiques, etc ;
  - dans le cadre du programme *Fifty-Fifty*, le réseau *Change Drivers* a été créé en novembre 2019 ainsi que le réseau *ChangeMakHers* en mai 2021.

En 2021, la part des femmes dans le Groupe est de 21,8%. Le taux de femmes dans le management est de 24,6%. En 2021, au sein de l'*Operational Committee*, le taux de femmes est de 27,3% soit 15 femmes et 40 hommes. Au sein du Comex du Groupe, le taux de femmes est de 27,3% soit trois femmes et huit hommes.

Par ailleurs, pour favoriser la mixité des métiers, ENGIE œuvre à la sensibilisation des jeunes publics féminins au travers de l'association "Elles Bougent". Elle promeut en France la place des femmes dans les filières techniques. Enfin, dans le cadre de son partenariat avec le Laboratoire de l'Égalité, ENGIE contribue depuis septembre 2019 à l'élaboration d'un pacte pour l'intelligence artificielle. Ce pacte veille à ce que les nouvelles technologies sous-jacentes aux processus RH intégrant de l'Intelligence Artificielle ne soient pas discriminantes en termes de genre.

Dans le cadre de son engagement à la Fondation Innovations Pour les Apprentissages (FIPA), ENGIE s'est engagé à ouvrir une classe dédiée exclusivement aux jeunes femmes "les Ingénieuses". En septembre 2021, quatre jeunes femmes ENGIE ont rejoint cette promotion. L'objectif est de les accompagner pour devenir ingénieur.

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 405-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Proportion de femmes dans l'effectif	26,2%	27,4%	19,5%	16,8%	36,5%	12,3%	14,0%	44,3%	21,8%	21,4%	20,8%
Proportion de femmes dans le management	28,9%	32,4%	23,1%	15,9%	39,2%	16,5%	19,0%	37,8%	24,6%	24,1%	23,5%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*
Proportion de femmes dans les embauches CDI	23,7%	31,1%	21,8%	19,6%	28,5%	18,9%	20,0%	37,8%	22,3%	21,8%	21,9%
Proportion de femmes dans les embauches cadres CDI	30,6%	35,1%	24,7%	18,7%	42,1%	14,4%	40,0%	32,9%	24,5%	27,0%	25,4%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.4.1.2 Égalité salariale et professionnelle

Dans le cadre de sa politique RSE et en soutien de sa raison d'être, ENGIE a étendu l'obligation française de calcul de l'index égalité professionnelle et salariale à toutes les sociétés de plus de 250 salariés à l'international. Cet index repose sur plusieurs critères : l'écart de rémunération femmes-hommes, l'écart de répartition des promotions et augmentations individuelles, le nombre de salariées augmentées à leur retour de congé de maternité et le nombre de femmes parmi les 10 plus hautes rémunérations. Toutes les sociétés utilisent un outil d'aide à la décision développé par la DRH Groupe, EQUIDIV. Il permet un calcul automatique et uniforme de l'index à partir de données individuelles. EQUIDIV fournit les actions prioritaires de remédiation pour faire progresser l'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes.

Les efforts entrepris se sont poursuivis. Ils permettent de maintenir le résultat de l'index consolidé Groupe de l'égalité femmes-hommes de 2021 à un score de 85 sur 100 points. En France, le score 2021 est de 89 points (identique à celui de 2020) et à l'international de 82 points (en progression de deux points).

Le 22 novembre 2017, ENGIE a signé un Accord européen à durée indéterminée sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, la lutte contre les discriminations et les violences et la prévention du harcèlement sexuel. Les agissements sexistes ont fait l'objet d'un article spécifique.

La Direction s'est engagée à développer des campagnes de sensibilisation pour lutter contre le sexisme. Les campagnes seront mises en place au 1er semestre 2022 dès lors que le guide international sera publié. ENGIE s'engage à prendre les mesures nécessaires pour prévenir les faits de harcèlement

sexuel. Des outils d'alerte pour permettre le signalement de tout comportement déviant ont été mis en place. Début 2021, ENGIE a participé pour la première fois au Baromètre BVA/#StOpE au Sexisme. Cela a permis d'identifier les actions prioritaires à engager à la maille France.

Par ailleurs, sur la base d'un benchmark international des législations en vigueur, le Groupe a défini un cadre de référence international commun visant à éradiquer le harcèlement sexuel. ENGIE a lancé une campagne globale d'information et de sensibilisation sur les violences domestiques à l'occasion de la journée internationale pour l'élimination de la violence à l'égard des femmes. Une note à vocation internationale sera diffusée au cours du 1er trimestre 2022.

3.4.4.2 Inclusion et accompagnement vers l'emploi

3.4.4.2.1 L'insertion sociale et professionnelle des jeunes

ENGIE est un acteur majeur, engagé et actif. Le Groupe développe de nombreuses initiatives innovantes en partenariat avec son écosystème pour favoriser l'apprentissage.

Membre fondateur du Collectif des entreprises pour une économie plus inclusive, le Groupe mène depuis 2018, aux côtés de 34 grandes entreprises et des pouvoirs publics, des actions sur l'ensemble du territoire. Ces actions favorisent l'inclusion des jeunes, notamment ceux éloignés de l'emploi ou issus des zones les plus défavorisées. ENGIE s'est notamment engagé à accueillir 3 000 jeunes sur trois ans issus des quartiers prioritaires, depuis la classe de 3e jusqu'à leur entrée dans la vie professionnelle.

Le Groupe s'implique dans l'insertion sociale et professionnelle des personnes en grandes difficultés ou en situation d'exclusion via le programme "Parcours Emploi Mobilité Sport" (PEMS). Ce programme aide les jeunes de 17 à 26 ans issus des quartiers prioritaires ou des jeunes mineurs isolés pris en charge par l'aide sociale à l'enfance ou des associations à intégrer un contrat en alternance. Depuis 2016, ce sont plus de 400 jeunes qui ont été accompagnés avec un taux de sortie positive toujours supérieur à 60%. Pour conduire cette action, ENGIE s'appuie sur un réseau de parrains et marraines salariés volontaires qui accompagnent les jeunes dans leur recherche d'alternance et d'entreprise d'accueil tout en leur apportant un soutien moral.

ENGIE est partenaire de l'*Alliance For Youth* depuis décembre 2015. C'est une opportunité pour mettre en œuvre des actions collectives visant à une meilleure employabilité des jeunes partout dans le monde. C'est dans ce cadre qu'ENGIE a lancé avec Nestlé le programme "Apprenti *Swap*". Ce programme a permis en 2020 à quatre jeunes recrutés en apprentissage de préparer un Master 2 en marketing digital en deux ans. Chaque année est effectuée en apprentissage dans chacune des deux entreprises partenaires. En septembre 2021, quatre nouveaux alternants ont été embauchés simultanément par ENGIE et Nestlé dans les métiers *Compensation&Benefits* et de la Performance RH.

Depuis décembre 2020, ENGIE préside le GAN France (Global Apprenticeship Network) un réseau mondial de l'apprentissage qui a pour objectif de :

- encourager les initiatives des entreprises ;
- agir sur les freins au développement de l'alternance ;
- lier ces initiatives avec de vraies opportunités professionnelles pour les jeunes ;
- miser sur la formation en milieu professionnel comme tremplin pour l'accès au marché du travail.

3.4.4.2.2 Handicap

ENGIE est pleinement engagé sur le handicap et porte ses engagements au plus haut niveau du Groupe. En France, les actions portent principalement sur le recrutement et l'intégration, l'accompagnement et le maintien dans l'emploi, la sensibilisation et la communication, la collaboration avec le secteur protégé. En 2019, le Groupe a réaffirmé la nécessité d'une mobilisation collective des entreprises en signant aux côtés de 130 grandes entreprises le "Manifeste pour l'inclusion des personnes en situation de handicap dans la vie économique". Par cette charte d'engagements opérationnels, ENGIE se mobilise avec les autres signataires notamment sur le rapprochement du monde de l'Éducation et du monde du travail. Elle facilite la découverte des métiers aux plus jeunes et leur accès au marché du travail par l'alternance.

ENGIE emploie en France environ 2 620 salariés en situation de handicap. Le taux d'emploi direct est de 3,4% en 2021.

ENGIE considère l'alternance comme un levier pour recruter des jeunes en situation de handicap. Le Groupe s'est engagé à faire un effort significatif pour recruter chaque année des alternants en situation de handicap.

La collaboration avec le Secteur du Travail Protégé et Adapté (STPA) concrétise la vision inclusive des engagements RSE du Groupe. Elle vise à pérenniser des emplois indirects, à favoriser l'économie locale et à encourager l'insertion professionnelle. En France, ENGIE est partenaire du réseau GESAT. Il met ENGIE en relation économique avec des prestataires du secteur du travail protégé et adapté. Les prestations réalisées représentaient environ neuf millions d'euros en 2020.

3.4.4.2.3 Diversité religieuse

Parmi les 25 critères légaux du principe de non-discrimination se trouve l'appartenance supposée ou non à une religion. ENGIE s'engage à ce qu'aucun salarié ou candidat ne soit traité de façon défavorable en raison de ses convictions religieuses. Le Groupe a édité en 2015 des repères sur la diversité religieuse dans l'entreprise pour accompagner les managers sur cette thématique. En 2019, ce guide a été actualisé et mis à disposition des entités. Il a été complété d'une version interactive et d'un kit d'animation de réunions.

3.4.4.2.4 LGBT+ (lesbiennes, gays, bisexuels, trans et nouvelles identités)

ENGIE a signé le 6 décembre 2017 la Charte d'Engagement LGBT+ de L'Autre Cercle. En octobre 2020, en France, ENGIE a publié le guide pratique "LGBT+, comprendre pour agir ensemble" afin de sensibiliser à la question LGBT+ dans l'entreprise. ENGIE a participé à l'édition 2020 des 95 Rôles Modèles LGBT+ & Allié.e.s au Travail en France de L'Autre Cercle. Deux collaborateurs y ont été nommés dans la catégorie Rôles Modèles LGBT+ Leaders et Allié.e.s Dirigeant.e.s. En 2021, ENGIE a renforcé ses actions en faveur de la diversité et de lutte contre les discriminations avec :

- le lancement de "*Friends*", le réseau des collaborateurs.rices LGBT+ et allié.e.s du Groupe ;
- l'édition d'un nouveau guide, à la maille monde "*Understand each other to better act together*" ;
- la formation de 150 RH en France ;
- la mise à disposition d'un catalogue de formation/sensibilisation à destination des Codir, managers, IRP, tous collaborateurs ;
- la participation pour la deuxième fois aux "Rôles-Modèles" de L'Autre Cercle avec deux candidatures présentées.

En 2022, ENGIE North America a ainsi été primé pour la 2nd année consécutive par le *Human Rights Campaign* (note 95/100). Les actions mises en place aux États-Unis afin d'améliorer l'égalité de traitement des collaborateurs LGBT+ ont été récompensées.

3.4.5 Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié

3.4.5.1 Principes de la politique de rémunération

La politique du Groupe est d'offrir à tous une rémunération individualisée, équitable et compétitive sur le marché, qui reflète la performance et les niveaux de responsabilité de chacun. Le Groupe utilise des informations externes fournies par des cabinets spécialisés pour s'assurer du positionnement par rapport au marché local de référence. Par ailleurs, il s'assure du respect des minima salariaux applicables au sein des différents pays dans lesquels il est implanté. Une attention particulière est accordée à l'égalité salariale grâce au calcul de l'index (voir Section 3.4.4.1.2). La structure de la rémunération globale se compose d'un salaire de base et, suivant le niveau de responsabilité et les pays, de dispositifs de rémunération variable. Ils ont pour objectif de rémunérer la performance collective et individuelle.

3.4.5.2 Protection sociale et retraite

ENGIE veille à s'inscrire dans les meilleures pratiques des grands Groupes internationaux. Le Groupe s'assure de la compétitivité des dispositifs de ses entités au regard des pratiques locales en matière de protection sociale et de retraite. En 2020, ENGIE a déployé au périmètre mondial le programme de protection sociale *ENGIE Care*. Ce programme permet à chaque collaborateur de bénéficier d'une couverture santé garantissant le remboursement a minima de 75% des frais en cas d'hospitalisation. Il protège aussi la famille ou les proches en cas de décès via le versement d'un capital équivalent à 12 mois de salaire au minimum. La signature du nouvel accord mondial vise à horizon 2024 à garantir une protection de chaque salarié en cas d'invalidité. Un capital minimum équivalent à 12 mois de salaire sera versé. 14 semaines minimum de congés maternité et quatre semaines minimum de congés paternité seront rémunérées à 100%. Via ce pilier Parentalité, l'équilibre vie privée/vie professionnelle, l'égalité des chances entre les hommes et les femmes se trouvent renforcés. *ENGIE Care* permet ainsi de renforcer l'attractivité du Groupe et de contribuer à la rétention des collaborateurs et au renforcement de la politique RSE d'ENGIE. *ENGIE Care* accélère la performance du Groupe en matière d'avantages sociaux (y compris retraite) en permettant de les cartographier dans ses différentes entités.

La mutualisation et donc l'optimisation des dispositifs est facilitée. Les entités ont également accès à un *pool* d'assurances international. Il offre des conditions de souscription optimisées avec un partage possible des excédents locaux et mondiaux.

3.4.5.3 Politique d'épargne salariale Groupe

3.4.5.3.1 Plans Épargne

En France, depuis fin 2009, les salariés des sociétés du Groupe peuvent accéder à un dispositif de Plan d'Épargne Groupe (PEG). Il regroupe les fonds d'actionnariat salarié ainsi qu'une large gamme de supports dédiés d'épargne diversifiée. Il totalise près de deux milliards d'euros d'avoirs à fin 2021. Hors de France, des dispositions sont également en place dans certains pays. Ils permettent aux salariés de constituer une épargne dans des conditions adaptées à leur législation locale.

3.4.5.3.2 Plans Épargne Retraite

En France, depuis 2010, chaque salarié peut constituer à son rythme, une épargne en vue de la retraite grâce à des versements sur le Plan d'Épargne pour la Retraite Collectif (PERCO). En 2021, ENGIE a engagé la transformation de son dispositif PERCO dans le cadre de la loi Pacte. Hors de France, des plans existent dans certains pays, permettant aux salariés de compléter leur retraite via un apport volontaire dans des conditions favorables.

3.4.5.3.3 Principes de gestion extra-financiers

Dans le cadre de ces plans, en France, ENGIE sélectionne des sociétés de gestion dont les politiques de gestion prennent en compte des critères Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG). A ce titre, elles sont majoritairement signataires des Principes pour l'investissement Responsables des Nations Unies. De plus, une politique ESG précise a été mise en place pour une partie de la gamme par la gouvernance des fonds. Ils incluent des représentants de la Direction et les partenaires sociaux.

3.4.5.3.4 Épargne Solidaire

En France, le Fonds Commun de Placement d'Entreprise (FCPE) Solidaire ENGIE Rassembleurs d'Énergies Flexible est l'un des fonds solidaires dédiés les plus importants du marché français. Ce fonds est labellisé fonds à Impact et vient compléter la gamme des supports de placement du PEG et du PERCO depuis 2012. Il permet aux collaborateurs d'être partie prenante d'une initiative sociale en cohérence avec leurs métiers.

3.4.5.4 Intéressement et participation

En raison de la coexistence de sociétés juridiquement distinctes, il n'y a pas de système unique d'intéressement et de participation pour le Groupe. Les systèmes de rémunération variable collective sont largement développés dans les filiales. En 2021, le volume global d'intéressement et de participation des salariés des différentes filiales françaises a atteint près de 150 millions d'euros.

Au niveau de la société ENGIE SA, un accord d'intéressement a été signé le 30 juin 2021 avec l'ensemble des organisations syndicales représentatives. Cet accord prévoit le versement d'une enveloppe de 7,5% des rémunérations principales en cas de dépassement des objectifs qui sont d'ordre financier à hauteur de 4,5% et extra-financiers à hauteur de 3%. Le nouvel accord se distingue notamment par un critère extra-financier lié à la réduction de l'empreinte carbone des collaborateurs. Le montant versé en 2021 au titre de l'intéressement 2020 est de 15 694 453 euros. L'accord mettant en place un régime de participation des salariés aux résultats d'ENGIE SA a été signé le 26 juin 2009. L'application de la formule légale de calcul de la participation au titre de l'exercice 2020 conduit à l'absence de versement en 2021.

3.4.5.5 Actionnariat salarié

Avec un taux d'actionnariat salarié de 3,2% ENGIE se distingue par une politique d'actionnariat dynamique et innovante. ENGIE organise périodiquement l'opération d'actionnariat salarié d'envergure mondiale nommée "Link". ENGIE a réalisé la plus grosse opération d'actionnariat salarié de l'année 2018 avec un volume de 340 millions d'euros. Cette dernière opération a été souscrite par plus de 40 000 salariés dans le monde à des conditions attractives en termes de décote et d'abondement. ENGIE s'est par ailleurs distingué par son innovation en étant le seul émetteur à proposer un produit structuré "Link +". Sa durée de blocage de 10 ans en contrepartie d'une décote et d'un abondement spécifique a permis au plus grand nombre de souscrire en proposant des conditions de paiement étalées dans le temps. Compte tenu des moyens mis en œuvre et des durées de blocage, la fréquence de ce type d'opération mondiale n'est pas annuelle.

3.4.5.6 Actions de performance / Éléments d'incitation à long terme

ENGIE attribue des actions de performance qui sont décrites avec précision à la Section 4.4.3. Ces actions dont l'échéance minimale est de trois ans sont assorties de conditions de performance internes et externes. Ce dispositif n'est pas réservé aux dirigeants et ENGIE se distingue par une politique d'attribution large. Près de 7 000 salariés répartis dans le monde bénéficient de ce dispositif.

3.4.6 Dialogue social

Le développement et l'entretien du dialogue social de qualité est considéré comme un incontournable dans l'accompagnement réussi de la nouvelle organisation d'ENGIE. Dans ce sens, des travaux menés par les équipes RH en étroite collaboration avec les organisations sociales, ont abouti à la mise en place d'un processus novateur de dialogue social. Ainsi, le projet de création et d'évolution de l'actionnariat d'EQUANS s'est conclu par un protocole entre ENGIE et le Comité d'Entreprise Européen (CEE). Les potentiels investisseurs ont pu présenter leurs projets industriel et social au secrétariat du CEE, permettant à ce dernier de rendre une analyse comparative des offres et émettre un avis.

Au sein des instances représentatives nationales et européennes et à travers des accords collectifs nationaux, européens et mondiaux, ENGIE associe ses partenaires sociaux à la mise en œuvre de son Ambition Sociale, ouverte et élargie à la prise en compte des enjeux environnementaux et sociétaux.

3.4.6.1 Instances représentatives

Le dialogue social de niveau Groupe s'organise autour de deux instances représentatives qui sont des lieux de concertation privilégiée entre la Direction et les représentants du personnel :

- **Le CEE :** composé de 41 membres titulaires représentant les 139 070 salariés répartis en Europe. Le CEE a pour objectifs de développer et renforcer le dialogue social européen, garantir une représentation équilibrée entre les pays et les grands métiers du Groupe et développer un dialogue social au niveau de ces grands métiers. Un secrétariat de 13 membres représentant huit pays se réunit tous les deux mois. En 2021, huit réunions plénières du CEE se sont tenues, dont six extraordinaires, complétées de dix réunions du secrétariat du CEE et de neuf réunions des groupes de travail. Ce nombre élevé de réunions est lié aux différents processus de consultation du CEE engagés en 2021 (création d'EQUANS au premier semestre, évolution de l'organisation du Groupe en Europe et évolution de l'actionnariat d'EQUANS au second semestre). À noter que les réunions en présentiel ont repris à compter de mi-juin, une fois levées les restrictions sanitaires liées à la crise Covid-19.
- **Le Comité de Groupe France :** cette instance qui représente plus de 77 716 salariés en France est composée de 30 membres titulaires. Le Comité de Groupe France est une instance d'informations avec les représentants des institutions représentatives du personnel des sociétés françaises. En 2021, quatre réunions se sont tenues, dont deux extraordinaires.

3.4.6.2 Accords collectifs Groupe

Conformément à ses engagements, ENGIE a ouvert avec les fédérations syndicales internationales, la négociation d'un accord mondial portant sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale. Il a été signé en janvier 2022 avec trois fédérations syndicales mondiales les plus représentatives de nos métiers ainsi qu'avec les quatre organisations syndicales représentatives au niveau Groupe. Cet accord réaffirme l'ambition d'ENGIE d'être reconnu en tant qu'employeur responsable, visant à atteindre un niveau d'excellence sociale à la hauteur de nos exigences environnementales.

3.4.7 Note méthodologique de calcul des indicateurs sociaux

3.4.7.1 Périmètre de restitution

Les indicateurs publiés dans ce rapport concernent les sociétés dont le contrôle en capital et en management est détenu par ENGIE, soit celles consolidées en intégration globale. Les indicateurs sociaux sont intégrés à hauteur de 100% quel que soit le pourcentage de détention du capital. Le périmètre de restitution est identique à celui de la Direction Financière. Les données sont présentées par GBU issues de la nouvelle organisation mise en place au 1er juillet 2021. EQUANS apparait distinctement au sein de la GBU Solutions Clients (voir Section 1.6). Un taux de restitution est attaché à chaque indicateur en fonction de l'effectif couvert.

3.4.7.2 Méthodes de consolidation

Le contenu du rapport a été élaboré sur la base d'indicateurs sélectionnés de façon à rendre compte des principaux impacts sociaux et sociétaux des activités du Groupe. Le choix des indicateurs s'effectue au regard des standards de la *Global Reporting Initiative* (GRI).

Les indicateurs de ce rapport font l'objet d'une consolidation selon des procédures et des critères définis. Les données de structure, de flux d'effectifs, de conditions de travail, de formation et de sécurité sont consolidées par agrégation.

3.4.7.3 Outil

Les indicateurs sociaux sont issus du *Reporting* Social Groupe (RSG). Ils sont définis dans un référentiel commun au Groupe consultable sur demande. La collecte, le traitement et la restitution des données saisies par les entités locales, filiales du Groupe ENGIE, sont réalisés dans l'outil de consolidation SyGMA conformément au périmètre financier IFRS.

3.4.7.4 Contrôle

Les données sociales sont consolidées et contrôlées successivement par chaque entité opérationnelle avant de l'être au niveau de la DRH Groupe. Les Commissaires aux comptes d'ENGIE vérifient ensuite les informations sociales collectées afin d'émettre un rapport d'assurance raisonnable. Ces travaux sont conduits de manière concomitante avec les travaux de l'Organisme Tiers Indépendant (OTI) chargé de vérifier la déclaration de performance extra-financière publiée dans le rapport de gestion ENGIE.

3.4.7.5 Précisions sur certains indicateurs

3.4.7.5.1 Emploi

Les employés administratifs sont comptabilisés parmi les Techniciens Supérieurs/Agents de Maîtrise (TSM). Les entités belges du secteur de l'énergie ne déclarent pas d'Ouvriers, Employés, Techniciens (OET) selon les pratiques du secteur de l'énergie (Electrabel).

Contractuellement les collaborateurs peu ou pas qualifiés ont un statut d'employé. Cela peut conduire à une sous-estimation de cette catégorie. La notion de "cadre" (≥ à 300 points Hay : référentiel universel de classification et d'évaluation des postes) reste parfois difficile à appréhender hors de France. Elle peut conduire à une légère sous-estimation, certaines entités pouvant ne retenir que les cadres dirigeants.

3.4.7.5.2 Flux de personnel

Les indicateurs de cette Section sont calculés sur la base du périmètre courant, soit les entités de *reporting* incluses dans le périmètre de consolidation en intégration globale au 31/12/N. L'indicateur licenciement ne comprend pas les ruptures conventionnelles.

3.4.7.5.3 Diversité et égalité des chances

Le pourcentage de personnes handicapées déclarées fournit la meilleure information possible sur l'intégration des personnes handicapées. Le Groupe ne considère pas pertinent de fournir un taux de restitution puisque certaines sociétés ne peuvent collecter cet indicateur en raison de contraintes réglementaires locales.

3.4.7.5.4 Développement professionnel

Lorsque les données ne sont pas exhaustives dans les délais impartis, un arrêté et une prévision des données manquantes de fin d'année sont réalisés.

Formation : la définition de l'indicateur a évolué en 2020 afin de s'assurer qu'il prend bien en compte les formations dispensées en présentiel et en *e-learning*. Le format et la durée d'une formation peuvent être variés mais doivent inclure un descriptif de contenu pédagogique. La répartition des heures de formation par thème n'inclut pas les heures de *e-learning*.

3.4.7.5.5 Organisation du temps de travail

Le travail du personnel au sein des sociétés du Groupe est organisé dans le cadre des durées de travail légales, variables d'une législation nationale à une autre.

L'indicateur "Jours d'absence par personne" est calculé selon la convention Groupe de huit heures de travail par jour.

3.4.8 Politique de santé-sécurité

3.4.8.1 Les résultats

Les résultats en matière de santé-sécurité du Groupe sont les suivants :

- taux de fréquence total des accidents avec arrêt des salariés et des sous-traitants intervenant sur site à accès contrôlé de 2,9 inférieur à l'objectif maximum de l'année de 3,1 ;
- taux de gravité des accidents avec arrêt des salariés de 0,11 en 2021 (stable par rapport à 2020) ;
- taux de prévention de 0,58, supérieur à l'objectif minimum de l'année de 0,50.

Le nombre de décès du fait de l'exercice de l'activité professionnelle parmi les salariés du Groupe, intérimaires et sous-traitants a été de 16 en 2021, quatre salariés et 12 sous-traitants.

Sur les 16 décès, sept se sont produits lors d'un même accident sur le site de construction d'une ligne de transport d'électricité haute tension au Brésil, lors de la chute d'un pylône liée à un défaut de qualité de la construction. Face à ces accidents, le Comex a décidé de mettre en œuvre un plan d'actions résolu (voir Section 3.4.8.2.4).

En santé au travail, le nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles reconnues a été en 2021 de 52, en diminution par rapport à 2020 (106).

3.4.8.2 Le dispositif de management santé-sécurité

La politique santé-sécurité du Groupe définit les principes fondamentaux du management de la santé-sécurité. Cette politique a fait l'objet d'un accord avec les instances représentatives du personnel européennes et les représentants des fédérations mondiales.

En déclinaison de ces principes, les standards et exigences minimaux applicables dans le Groupe sont fixés dans des Règles Groupe santé-sécurité.

3.4.8.2.1 Reporting des résultats

Les résultats du Groupe en matière de santé-sécurité au travail et sécurité industrielle sont suivis par :

- le Comex ;
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) pour la santé-sécurité au travail ;
- le Comité d'Audit pour la sécurité industrielle ;
- le Conseil d'Administration.

En 2021, l'ensemble des analyses approfondies des accidents de travail mortels ont été présentées au Comex, en présence du responsable des opérations concerné, et au CEEDD. Des points réguliers sont également présentés en Conseil d'Administration et en Comité Opérationnel qui rassemble les principaux dirigeants opérationnels du Groupe.

Les résultats santé-sécurité font l'objet d'un partage avec les *managers* et la filière santé-sécurité du Groupe. Ils sont portés par les managers au sein des entités et mis à disposition de l'ensemble des salariés via l'intranet du Groupe.

Des points périodiques sont réalisés avec chaque GBU afin d'apprécier l'efficacité des actions mises en œuvre. Ils permettent également d'évaluer la capacité des entités à prévenir les accidents graves et mortels de collaborateurs et de sous-traitants.

3.4.8.2.2 Maîtrise des risques induits par la pandémie de la Covid-19

Dès le début de la crise, le Groupe a mis en place un dispositif spécifique de pilotage et de communication afin d'accompagner le déploiement des différentes mesures de protection des personnes. Les mesures définies et mises en place dès début 2020 ont été poursuivies en 2021. Le Groupe a fait appel à un prestataire spécialisé en gestion des risques sanitaires pour l'éclairer dans ses prises de décision. Les mesures pour prévenir la contamination des salariés, sous-traitants et clients ont été appliquées en tenant compte de l'état de contamination des pays et des systèmes de prévention mis en place localement par les autorités.

Le *reporting* spécifique mis en place en 2020 concernant le nombre de collaborateurs contaminés a été reconduit en 2021. Le taux d'incidence au sein du Groupe (basé sur le nombre de contaminations) est toujours resté globalement inférieur au taux d'incidence des pays.

Les managers ont été sensibilisés à la nécessité d'une écoute renforcée de leurs collaborateurs en télétravail ou actifs sur leur lieu de travail habituel. Une attention particulière compte tenu de la durée de la pandémie a été accordée à la détection des signaux faibles marqueurs d'un mal-être psychique potentiel. Des enquêtes régulières ont été réalisées par les différentes entités auprès de leurs collaborateurs pour évaluer leur qualité de vie au travail. Elles ont permis de qualifier leur ressenti, notamment sur le soutien qui leur est apporté et d'identifier leurs besoins éventuels.

Le dispositif mis en place s'est inscrit dans une boucle d'amélioration continue. Les retours des entités exprimant leurs besoins et faisant part de leurs difficultés ont permis d'adapter le dispositif de prévention.

3.4.8.2.3 Mise en œuvre du nouveau plan d'actions 2021-2025

Les ambitions du Groupe en matière de santé-sécurité au travail exprimées au travers de sa politique sont déclinées sous la forme de plans d'actions pluriannuels. Le nouveau plan d'action 2021-2025 s'articule autour de trois axes de prévention :

- "*No life at risk*", maîtrise des risques liés à la réalisation directe des activités ;
- "*No mind at risk*", qualité de vie au travail, vigilance, maîtrise des risques liés au contexte d'exécution des activités ;
- "*No asset at risk*", maîtrise des risques liés aux activités industrielles du Groupe.

Les principales actions concernant l'axe "*No life at risk*" menées en 2021 sont décrites aux Sections 3.4.8.2.4 "Maitrise des risques santé-sécurité au travail". Les principales actions mises en œuvre par le Groupe en 2021 concernant l'axe "*No mind at risk* " figurent à la Section 3.4.8.2.5 " Amélioration de la qualité de vie au travail". Les actions mises en œuvre en 2021 concernant l'axe "*No asset at risk*" sont décrites à la Section 2.2.5.1 "Risques d'accident industriel".

3.4.8.2.4 Maîtrise des risques santé-sécurité au travail

La prévention des accidents graves et mortels repose sur l'identification des risques et la mise en place de mesures visant en priorité à éliminer l'exposition aux risques, ou à mettre en place les mesures de protection collectives et individuelles adaptées, notamment au travers des règles de sécurité édictées par le Groupe. Le Groupe a en particulier défini neuf "Règles Qui Sauvent", couvrant les risques majeurs identifiés, et qui sont la dernière barrière individuelle de prévention avant l'accident grave voire mortel, si toutes les autres barrières n'ont pas fonctionné.

Les entités ont poursuivi la démarche systématique d'identification, d'analyse et de traitement des événements à haut potentiel de gravité ("HiPo"), précurseurs d'accidents graves. Ces HiPo sont identifiés par les entités opérationnelles qui définissent pour chacun d'entre eux un plan d'actions permettant d'éviter leur récurrence et en particulier d'éliminer l'exposition aux risques. Les HiPo sont collectés par le Groupe qui en assure le partage entre entités au travers du réseau santé-sécurité du Groupe.

En outre, il est demandé aux opérateurs d'arrêter leurs activités si les conditions de sécurité ne sont pas réunies (démarche "*Stop the work*"). Les opérateurs doivent également mettre en œuvre "la minute qui sauve", qui consiste à réaliser sur le terrain une nouvelle évaluation des risques afin de s'assurer que ceux-ci sont bien sous contrôle.

Chaque analyse d'accident grave a fait l'objet d'un partage spécifique des enseignements et a été suivie de la mise en œuvre d'actions spécifiques de prévention.

Suite aux accidents mortels que le Groupe a connu en 2021, plusieurs actions spécifiques ont été mises en œuvre :

- l'organisation d'un "*safety stand down*", moment privilégié d'échange au cours duquel l'ensemble des activités du Groupe ont été interrompues et les équipes invitées à réfléchir aux mesures à prendre pour renforcer la sécurité au travail au sein du Groupe. Les différentes propositions formulées par les entités ont été analysées et intégrées au plan d'actions santé-sécurité du Groupe ;
- des revues approfondies de la santé-sécurité sur certains sites de construction jugés à risque particulier ont été réalisées. Au sein du Groupe, les sites de construction ont à faire face à des risques plus élevés, le nombre de décès sur ces sites ayant représenté en 2021 les trois quarts des décès ;

- le plan d'actions pour assurer la sécurité des sous-traitants du Groupe a été renforcé, le nombre de décès de sous-traitants ayant représenté en 2021 les trois quarts des décès ;
- une mission d'évaluation globale de la maturité et de l'organisation santé-sécurité a été confiée à un prestataire externe spécialisé. Les actions qui découleront des recommandations qui seront émises par le prestataire seront intégrées au plan d'action santé-sécurité du Groupe.

Enfin en 2021, un plan d'actions spécifique a été mis en place destiné à renforcer la prévention des accidents liés à l'électricité, notamment les plus graves d'entre eux. Dans ce cadre, il a été demandé à ce que lors des visites de sécurité réalisées par le management, un focus particulier soit fait sur la prévention des accidents d'origine électrique. Il a été rappelé à l'ensemble des salariés du Groupe et de ses sous-traitants qu'il est impératif lors d'une intervention sur une installation de vérifier l'absence de tension. En outre, il a été demandé à l'ensemble des GBU et entités de procéder à un renforcement de leur plan d'actions de traitement du risque électrique.

3.4.8.2.5 Amélioration de la qualité de vie au travail

Depuis plusieurs années, le Groupe et ses filiales poursuivent la mise en œuvre d'actions spécifiques pour améliorer la qualité de vie au travail de leurs collaborateurs. En 2021, le Groupe a poursuivi l'animation d'un réseau de référents sur la qualité de vie au travail représentant l'ensemble de ses entités, avec notamment pour objectifs la mise en commun des ressources et des outils existants, la conception de nouveaux outils, le partage des retours d'expérience et des bonnes pratiques entre les entités.

Pour renforcer la culture de santé et la qualité de vie au travail et mettre en place un système de gouvernance efficace pour les gérer, une instance de niveau Groupe, le Comité Groupe "*No Mind At Risk*", a été mise en place pour effectuer un examen critique et collectif des mesures envisagées en vue de les partager et de les *challenger*.

Au cours de l'année 2021 ont été déployés neuf engagements pour la qualité de vie au travail, que chaque collaborateur du Groupe s'engage à respecter, destinés à améliorer la qualité de vie au travail de chacun.

Par ailleurs, un e-learning a été élaboré et mis à disposition de l'ensemble des managers du Groupe, destiné à les sensibiliser aux comportements managériaux à adopter pour que ces neuf engagements soient une réalité au sein de chaque collectif de travail.

3.4.8.3 Le renforcement de la culture santé-sécurité

Différents dispositifs ont été utilisés pour renforcer la culture santé-sécurité des collaborateurs du Groupe et de ses sous-traitants.

L'animation de la filière santé-sécurité a fait largement appel aux outils digitaux, avec un important travail de partage à destination des différentes entités. Cette animation s'est appuyée notamment sur l'organisation de webinars mensuels thématiques, de présentations de l'analyse des accidents mortels et sur la mise à disposition de différents supports techniques.

Une *newsletter* hebdomadaire "*Prevention News*" reprenant l'essentiel des échanges avec les GBU et entités a été adressée à l'ensemble de la filière santé-sécurité. Ce document permet de partager à la maille du Groupe l'ensemble des accidents, situations dangereuses significatives et événements à haut potentiel de gravité (HiPo).

3.4.8.4 Le dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés s'est poursuivi en 2021 aux différents niveaux du Groupe, en particulier avec les instances mondiales et européennes. Un Groupe de travail permanent santé-sécurité et qualité de vie au travail est actif au niveau du comité d'entreprise européen. Il a réalisé chaque semestre une revue des résultats et actions engagées en matière de santé-sécurité au travail et qualité de vie au travail.

Concernant la gestion de la pandémie, les instances représentatives ont été régulièrement informées et sollicitées sur les nouvelles dispositions à mettre en œuvre.

Données santé-sécurité

Précisions sur les indicateurs santé-sécurité

Les analyses effectuées dans ce document concernent les entités et activités dont ENGIE a le management opérationnel, quel que soit le mode de consolidation financière.

Le périmètre de *reporting* santé-sécurité au travail inclut les données des entités cédées au cours d'année jusqu'à leur date de cession.

Concernant l'indicateur relatif au nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle, ENGIE ne considère pas pertinent de fournir un taux de restitution puisque certaines sociétés ne peuvent collecter cet indicateur en raison de contraintes réglementaires locales.

	Nombre de décès (collaborateurs)	Taux de fréquence (collaborateurs)	Taux de gravité [2] (selon référentiel français)	Taux de gravité [2] (selon référentiel OIT)	Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle
GROUPE [1]					
2021	**4**	**3,2**	**0,18**	**0,11**	**52**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	3	3	0,19	0,11	106
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	2	3,7	0,21	0,14	120
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
AMÉRIQUE DU NORD					
2021	**0**	**1,46**	**0,03**	**0,03**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	0	1,03	0,08	0,05	1
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	1,73	0,11	0,09	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
FRANCE HORS INFRASTRUCTURES					
2021	**1**	**4,24**	**0,36**	**0,18**	**49**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	1	4,47	0,36	0,19	4
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	1	5,25	0,36	0,21	108
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
FRANCE INFRASTRUCTURES					
2021	**0**	**3,07**	**0,16**	**0,12**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	0	2,02	0,07	0,07	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	2,1	0,10	0,08	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
RESTE DE L'EUROPE					
2021	**1**	**3,96**	**0,14**	**0,10**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	1	3,27	0,19	0,12	1
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	3,60	0,23	0,17	5
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
AMÉRIQUE LATINE					
2021	**0**	**1,78**	**0,06**	**0,04**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	1	2,83	0,07	0,06	84
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	5,28	0,12	0,09	6
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
MOYEN-ORIENT / AFRIQUE / ASIE					
2021	**2**	**0,57**	**0,01**	**0,01**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	0	1,26	0,02	0,02	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	1	1,09	0,02	0,01	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	

	Nombre de décès (collaborateurs)	Taux de fréquence (collaborateurs)	Taux de gravité [2] (selon référentiel français)	Taux de gravité [2] (selon référentiel OIT)	Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle
AUTRES					
2021	**0**	**0,72**	**0,03**	**0,02**	**3**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	0	0,68	0,02	0,02	16
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	1,64	0,03	0,03	1
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	

(1) Le Groupe comprend les sept secteurs d'ENGIE
(2) L'évolution des taux de gravité n'inclut pas les accidents mortels

3.5 Informations environnementales

ENGIE est confronté aux principaux enjeux environnementaux : changement climatique, qualité et disponibilité des ressources naturelles (air, eau, sols et ressources énergétiques) et protection de la biodiversité et des écosystèmes. Si les métiers du Groupe ont parfois un impact sur les milieux et les ressources naturelles, le Groupe s'attache à les mesurer et à les réduire dans le cadre d'un processus de management environnemental de ses activités.

Les enjeux et les ambitions d'ENGIE dans ce domaine sont exprimés dans la politique environnementale du Groupe (consultable sur le site internet du Groupe) et se traduisent dans les indicateurs de performance déployés sur l'ensemble des activités. Les enjeux intègrent également les risques identifiés dans le cadre du plan de vigilance en matière d'environnement. Une équipe, en charge de l'expertise et de la coordination, est spécifiquement dédiée à la responsabilité environnementale au sein de la Direction RSE du Groupe. Elle s'appuie, dans chaque région ou pays, sur un coordinateur environnement qui anime son propre réseau de correspondants, coordonne les actions, complète l'expertise du siège par ses connaissances opérationnelles et met en œuvre le *reporting* environnemental.

Un bilan annuel est rédigé par la Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise, transmis au Comex puis présenté au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration. Ce bilan est également enrichi du rapport fourni par les *Hubs* régionaux en accompagnement de la lettre de conformité environnementale, ainsi que des résultats des audits environnementaux commandités par le Comex.

3.5.1 Le cadre législatif et réglementaire

Le Groupe suit activement les évolutions réglementaires (présentées dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle"), faisant connaître ses positions lors de leur élaboration et appliquant les nouvelles réglementations dès leur publication. En particulier, le Groupe appelle à une harmonisation des réglementations internationales et à une plus grande intégration entre les différentes politiques environnementales et énergétiques. Le Groupe s'était fortement engagé en amont de la COP21 en faveur d'un accord climatique international ambitieux en ligne avec le respect d'une hausse maximum de température de 2 °C, et en faveur de la généralisation de réglementations donnant un prix au carbone qui constituerait un signal fort pour l'investissement dans les technologies bas carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. À cette fin, le Groupe est actif au sein de la *Carbon Pricing Leadership Coalition* (CPLC).

3.5.2 Le management environnemental

À la clôture de l'exercice 2021, les entités ayant mis en œuvre un Système de Management Environnemental (SME) représentaient 75,6% du chiffre d'affaires pertinent [1]. C'est au niveau local, au regard des conditions économiques et de l'intérêt d'une telle démarche que le besoin d'obtenir une certification externe est évalué.

(1) Chiffre d'affaires généré après exclusion des activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental : activités tertiaires, trading, commercialisation, etc.

Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Par une certification EMAS	5,00%	7,30%	3,72%	3,06%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS)	56,94%	57,71%	57,26%	58,46%
Par d'autres certifications SME externes	2,40%	0,78%	2,81%	2,87%
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES	**64,34%**	**65,80%**	**63,79%**	**64,39%**
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	11,23%	9,38%	11,92%	8,33%
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES	**75,58%**	**75,18%**	**75,71%**	**72,73%**

Là où la mise en place d'un système de management certifié ou enregistré n'est pas économiquement justifiée, les entités sont incitées à définir un système interne de gestion garantissant la prise en compte de l'environnement dans la conduite de leurs activités. Ainsi, certaines entités du Groupe ont défini leur propre standard de système de management. Lors de la mise en place de SME internes et externes, des sessions de sensibilisation et de formation en lien avec les problématiques environnementales rencontrées sur site sont dispensées au personnel pour permettre l'appropriation de la méthodologie du SME.

3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale

Afin de piloter le déploiement de sa politique environnementale, de maitriser les risques environnementaux et de favoriser la communication de ses performances environnementales aux parties prenantes, ENGIE met en œuvre un système de *reporting* spécifique, allant au-delà des exigences de la loi française et prenant en compte les préconisations de la *Global Reporting Initiative* (GRI).

Le *reporting* environnemental est intimement lié à celui de la performance opérationnelle et devient ainsi un outil de management. Cette volonté de faire de l'environnement une partie intégrante du management est portée par la Direction Générale du Groupe.

Un système de lettres de conformité environnementale garantit l'implication du management opérationnel.

Éléments méthodologiques

Le *reporting* environnemental d'ENGIE est mis en œuvre grâce à un outil dédié permettant une remontée structurée des données. Cet outil appelé EARTH est une solution informatique de *reporting* environnemental, qui permet la gestion du réseau de correspondants et coordinateurs environnement, la gestion et la documentation du périmètre de *reporting* environnemental, la saisie, le contrôle et la consolidation des indicateurs, l'édition de rapports et enfin, la mise à disposition de la documentation nécessaire à la production et à la collecte des données (procédures et instructions de *reporting*).

EARTH est déployé dans chaque *Hub* régional et couvre ainsi l'ensemble du Groupe ENGIE.

Les entités juridiques incluses dans le périmètre de *reporting* sont celles dont l'activité est pertinente en termes d'impact environnemental et qui sont intégrées globalement ou proportionnellement selon les règles de consolidation financière (IFRS) au cours de l'année. Par conséquent, les entités juridiques dont la seule activité est le négoce d'énergie, des activités financières ou de l'ingénierie sont exclues du périmètre, tout comme les entités juridiques consolidées par mise en équivalence. Les entités incluses dans le *reporting* rapportent les performances et les impacts des installations industrielles dont elles détiennent le contrôle technique opérationnel, y compris les installations opérées pour compte de tiers.

Ainsi, en accord avec les règles de consolidation financière, 100% des impacts collectés sont consolidés lorsque les entités sont en intégration globale. Pour les entités en intégration proportionnelle, les impacts environnementaux sont consolidés proportionnellement au taux d'intégration financière du Groupe, pour autant que le contrôle technique opérationnel leur appartienne à 100% ou qu'il soit au moins partagé avec d'autres actionnaires.

Pour les cessions intervenant en cours d'année, les entités concernées remplissent le questionnaire environnemental avec les données disponibles au dernier jour du mois qui précède la cession. S'il n'est pas possible de collecter l'ensemble des indicateurs environnementaux, ceux-ci sont extrapolés sur la base de l'activité principale (ex. : la production d'énergie pour une centrale) et des données historiques. Pour les acquisitions réalisées en cours d'année, il peut arriver que leur système de management environnemental ne soit pas suffisamment mature pour permettre de répondre à tous les indicateurs environnementaux. Dans ce cas, les indicateurs manquants sont extrapolés sur la base de l'activité principale et des indicateurs disponibles dans des entités au profil technique similaire. Une correction de ces valeurs extrapolées peut être réalisée a posteriori l'année suivante, au terme du premier exercice complet.

Pour le calcul des indicateurs de management environnemental de type "part du chiffre d'affaires (CA) pertinent couvert par une certification environnementale, par un plan de gestion de crise environnementale, etc.", un chiffre d'affaires pertinent est estimé pour chaque entité juridique. Pour obtenir ce CA pertinent, les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (négoce, finance, ingénierie) sont soustraites du chiffre d'affaires consolidé de chaque entité juridique.

Le déploiement des procédures et des instructions à travers l'ensemble du Groupe repose sur un réseau de correspondants et de coordinateurs environnementaux dûment mandatés. Ces procédures et instructions de travail au niveau Groupe et des régions ou des pays décrivent en détail les phases de collecte, contrôle, consolidation, validation et transmission des données environnementales aux différents niveaux de l'organisation ainsi que les règles de définition du périmètre et de consolidation. Elles sont assorties de documents techniques fournissant des lignes directrices méthodologiques pour le calcul de certains indicateurs. En fonction de ses activités, chaque entité se voit attribuer un profil qui détermine les indicateurs auxquels elle doit répondre. La liste des entités entrant dans le périmètre de *reporting* environnemental est validée par chaque région ou pays.

Les définitions des indicateurs utilisés pour mesurer la performance environnementale des métiers du Groupe ont été revues sur base des commentaires des Commissaires aux

comptes. Elles ont par ailleurs bénéficié des commentaires des responsables opérationnels représentés dans des groupes de travail dédiés. L'ensemble de la documentation est disponible sur simple requête auprès du Groupe (Direction de la RSE).

Jusqu'en 2016, ENGIE indiquait pour chaque indicateur publié un "taux de couverture" qui correspondait au taux de réponses obtenues auprès de l'ensemble des entités interrogées. Depuis 2017, grâce à la mise en œuvre du nouvel outil de *reporting* EARTH, le taux de couverture est de 100% pour tous les indicateurs.

Sur les données publiées dans le présent rapport il convient de préciser les éléments suivants :

- la fiabilité du périmètre couvert par le *reporting* environnemental est une des priorités d'ENGIE qui évolue dans un contexte international de cessions et d'acquisitions d'activités. Avant chaque campagne de *reporting,* un rapprochement est effectué entre le périmètre financier et les informations remontées par les responsables environnement de chaque hub régional pour vérifier à quelles entités financières sont rattachées les entités industrielles qui contribuent dans l'outil EARTH ;
- pour les installations brûlant du gaz naturel et ne disposant pas de systèmes de mesures automatisées, un facteur par défaut a été mis en place pour les émissions de SOx et pour les émissions de particules fines (facteurs recommandés par l'EMEP, *European Monitoring and Evaluation Programme*) ;
- ENGIE est signataire, depuis 2007, du *CEO Water Mandate* marquant ainsi sa volonté de préserver les ressources en eau. Les indicateurs relatifs à l'eau sont conformes aux indicateurs GRI en 2011 et se répartissent en quatre catégories : prélèvement, rejet, consommation, réutilisation/recyclage. Depuis 2015, la matérialité des indicateurs eau publiés a été revue et les Commissaires aux comptes vérifient les entrées, sorties et consommations d'eau douce et d'eau non-douce ;
- soucieux du devenir des déchets générés par ses activités, le Groupe dispose d'indicateurs sur la production et la valorisation de ses déchets d'activité. Il s'appuie pour cela sur les définitions de déchets et de valorisation établies par les réglementations locales. Pour éviter une déclaration erronée des stocks, seuls les tonnages emportés et pesés sur le site doivent être rapportés comme évacués. Les tonnages qui doivent être rapportés sont des tonnages humides ou secs, selon la manière dont ils ont été évacués : si les déchets évacués étaient humides, les tonnages rapportés sont humides et inversement pour les déchets secs. Par exception, si les déchets sont stockés de façon définitive sur place, les tonnages secs associés doivent également être rapportés comme évacués. Dans ce dernier cas, les déchets ne sont jamais valorisés. Les déchets générés par la construction ou le démantèlement des installations industrielles, par le *repowering* ou modernisation d'installations et par la réhabilitation des sols ne sont pas couverts par les indicateurs de déchets d'activité ;
- les émissions de CO_2 issues de la combustion de combustibles fossiles ont été calculées sur la base des facteurs d'émissions publiés par le GIEC (*IPCC Guidelines for National GHG Inventories, Vol. 2 Energy* – 2006). Néanmoins, les facteurs d'émission du charbon peuvent varier grandement selon la provenance. Pour cette raison, chaque entité de *reporting* consommant du charbon fournit un facteur d'émission calculé localement. Il en est de même pour les combustibles alternatifs pour lesquels il n'est pas possible d'utiliser de facteurs d'émission standards ;
- la biomasse et le biogaz consommés par ENGIE dans ses installations génèrent une énergie comptabilisée dans la production d'ENGIE et, conformément aux conventions dans ce domaine, ENGIE ne comptabilise pas d'émissions de CO_2 associées à leur combustion lorsqu'ils sont utilisés pour la production d'énergie ;
- le potentiel de réchauffement global (PRG) permet de comparer la capacité de réchauffement des différents gaz à effet de serre par rapport au CO_2. Les PRG utilisés pour convertir les émissions de GES du Groupe en CO_2 équivalents sont les tout derniers PRG publiés par le GIEC (5e rapport d'évaluation du GIEC – 2014), considérés sur une échelle de 100 ans. En 2021, le PRG du méthane a été réévalué de 34 à 36 pour tenir compte du CO_2 provenant de l'oxydation du méthane dans l'atmosphère (note b du tableau 8.7 du 5e rapport d'évaluation du GIEC) ;
- les émissions spécifiques de GES de la production d'énergie en kg éq.CO_2/MWh sont calculées sur le périmètre des hubs régionaux et des GBU pour lesquels il s'agit d'une activité principale : Génération Europe, Amérique du Nord, Amérique latine, Brésil, Asie-Pacifique, Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie, Benelux, Europe du Nord – du Sud et de l'Est, Royaume-Uni, France *BtoB*, France Réseaux et France Renouvelables ;
- à des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GWhth) en énergie électrique (GWhe) est fixé à 0,44 pour toutes les activités de production d'énergie du Groupe et à 0,25 pour les incinérateurs ;
- les impacts environnementaux significatifs générés par les sous-traitants dans une installation du Groupe pendant des activités de services matériels sont inclus dans les impacts Groupe sauf lorsqu'une clause contractuelle spécifique prévoit que le sous-traitant est tenu responsable des impacts générés sur le site pendant la fourniture du service. Les données fournies par les sous-traitants ne font pas systématiquement l'objet de vérifications internes avant d'être agrégées aux données du Groupe et n'engagent que les sous-traitants. La réglementation et les obligations légales dans le domaine de l'environnement pouvant être différentes d'un pays à l'autre, certaines données sont parfois plus difficiles à collecter ;
- l'indicateur d'efficacité énergétique concerne les centrales à combustibles fossiles et à biocombustibles. Il inclut également la chaleur fournie par des tiers ;
- ENGIE exploite des installations hydrauliques dont certaines disposent de réservoirs d'eau. Compte tenu des difficultés à modéliser l'évaporation de chaque site, l'eau évaporée n'est pas encore comptabilisée dans le *reporting* environnemental ;
- les émissions de NOx, de SOx et de particules fines sont calculées localement sur la base de mesures. Depuis cette année, si des mesures discontinues sont effectuées sur un site, une moyenne des mesures sur les cinq dernières années est réalisée lorsque cela est possible. Ce changement méthodologique, qui permet d'éviter des incohérences liées à des mesures ponctuelles, a notamment entraîné une augmentation de 3% des émissions de NOx en 2019. Quand il n'est pas possible de mesurer ces émissions, une méthode de calcul est fournie pour les émissions de NOx et des facteurs d'émission standards basés sur les consommations de combustibles sont utilisés pour les SOx et les particules fines. Ces facteurs d'émission sont issus des référentiels de l'Agence de Protection de l'Environnement américaine (US EPA) ;
- ENGIE réalise des prestations de valorisation de gaz résiduels pour un client producteur d'acier, ArcelorMittal. Cette prestation permet de satisfaire en grande partie les besoins en électricité d'ArcelorMittal et réduit donc ses émissions de GES en évitant une importante consommation d'électricité du réseau. En analysant les émissions de GES associées à ces prestations, ENGIE a constaté que 100% des émissions sont inhérentes au processus de fabrication de l'acier. Au terme de ce processus, la réglementation impose en effet aux producteurs d'acier la combustion, généralement faite par torchage, des gaz résiduels. ENGIE intervient dans ce processus uniquement pour en tirer une énergie autrement perdue en cas de torchage, en se substituant à ArcelorMittal pour la combustion mais sans générer d'émissions de GES supplémentaires. C'est pour cette raison que la méthodologie de *reporting* d'ArcelorMittal inclut la comptabilisation des émissions directes des centrales externes auxquelles les gaz résiduels sont livrés pour valorisation. Cet état de fait est confirmé par la loi énergie-climat française de 2019 et les décrets associés fixant des plafonds d'émission de gaz à effet de serre pour les centrales électriques à combustibles fossiles. En effet, le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019 stipule que "Les émissions issues des gaz de

récupération utilisés dans des installations de production d'électricité ne sont pas comptabilisées". Par conséquent, ENGIE exclut dorénavant ces émissions de GES de son scope 1 (-6,7 Mt en 2020) et a retraité les données 2018 et 2019 à des fins de cohérence (-8,5 Mt en 2018 et -8,9 Mt en 2019). S'agissant de gaz résiduels et non d'un combustible avec une chaîne d'approvisionnement, ENGIE ne comptabilise pas d'émissions associées à une chaîne amont du combustible dans son scope 3. À l'exception des émissions de GES associées à la combustion de gaz sidérurgiques, l'ensemble des indicateurs environnementaux de ces entités sont comptabilisés dans les données consolidées, tout comme leur production d'énergie ;

- en 2018, les centrales de Glow en Thaïlande ont été cédées à Global Power Synergy Public Company Ltd. (GPSC). Ces installations devaient quitter le périmètre ENGIE d'ici fin 2018 mais y sont finalement restées jusqu'au 18 mars 2019 suite à des retards occasionnés par les procédures administratives thaïlandaises. À des fins de cohérence, les valeurs 2019 ont été corrigées pour tenir compte de cette activité. Cela inclut notamment les consommations de combustibles, 1,8 Mt d'émissions directes de GES et la production d'énergie. Les autres indicateurs (management, déchets, air, eau) ont été estimés sur la base de la production 2019 et des données collectées en 2018. Deux autres entités plus modestes, Viking Energy of Lincoln et Viking Energy of McBain aux États-Unis, ont été réintégrées en 2020 sur le même principe ;
- la méthodologie de calcul de la catégorie d'émissions indirectes "Achats de produits et services", dans "Autres émissions indirectes de GES", a été revue en 2021. D'une part, une formule de calcul relative à la prise en compte de l'inflation a été corrigée. D'autre part, des doubles comptages ont été identifiés et déduits des volumes de dépenses. Par ailleurs, un volume de dépenses non encore catégorisées a été pris en compte en extrapolant la nature de ces dépenses sur la base du volume déjà catégorisé. Cette extrapolation a permis d'estimer les émissions de GES associées à ce volume de dépenses non encore catégorisées. Suite à cette révision méthodologique, les données 2020 et 2019 ont été retraitées à des fins de cohérence. Ainsi, pour 2020, la catégorie "Achats de produits et services" passe de 18,6 Mt CO_2 à 9,5 Mt CO_2. Pour 2019, ce poste passe de 17,8 Mt CO_2 à 8,3 Mt CO_2 ;
- dans la catégorie d'émissions indirectes "Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des consommateurs finaux, hors marché)", le terme "consommateurs finaux" fait référence aux clients qui consomment eux-mêmes le gaz naturel acheté. Sont donc exclus du calcul les volumes vendus aux plateformes de négoce, aux revendeurs, aux Entreprises Locales de Distribution ou à d'autres intermédiaires non détenus par ENGIE.

3.5.4 Les actions du Groupe

3.5.4.1 Le changement climatique

Émissions directes

Les informations présentées dans cette Section et dans la Section 2.2.2 "Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux" rendent compte des risques financiers liés aux effets du changement climatique et des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas-carbone dans toutes les composantes de son activité telles que demandées par l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Par le développement d'un mix énergétique faiblement carboné [(1)] et des activités d'efficacité énergétique, le Groupe a placé la lutte contre le changement climatique et en faveur de la transition énergétique au cœur de son ambition stratégique. Ainsi, l'intensité carbone de la production d'énergie en 2021 s'établit à 187,3 gCO_2éq./kWh, en diminution de 11,8% par rapport à 2020 et de 57,7% par rapport à 2012. Quant aux émissions directes absolues de CO_2 éq. du Groupe, dites "émissions de scope 1", elles ont baissé de près de 1,07 million de tonnes en un an, passant de 38,6 à 37,5 millions de tonnes, soit une réduction de 3%.

Ces résultats témoignent de la volonté du Groupe de s'inscrire sur une trajectoire de ses émissions compatibles avec l'objectif de l'Accord de Paris de ne pas dépasser +2 °C à horizon 2050, ce qui correspond à une réduction de 85% d'ici 2050 de ses émissions directes par rapport à 2012 : objectif de désengagement total du charbon, croissance des énergies vertes (électricité renouvelable et biogaz).

De plus, le Groupe soutient les recommandations de la *Task-force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) pour plus de transparence sur les risques et opportunités liés aux impacts du changement climatique, suit les travaux émetteurs-investisseurs, et produira pour la première année un rapport TCFD dans le cadre de la publication de son cahier climat. Ce rapport TCFD sera amené à évoluer l'année prochaine pour intégrer les résultats des travaux d'évaluation financière en cours, comme requis par la TCFD. Le Groupe publie ses émissions de scopes 1, 2 et 3 (postes principaux) et répond chaque année au questionnaire du CDP (ex-*Carbone Disclosure Project*).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions totales directes de GES – Scope 1 □□	t CO_2 éq.	37 528 756	35 846 799	38 597 694	46 191 405
dont émissions de la production d'énergie	t CO_2 éq.	35 221 682	33 702 530	36 396 877	43 724 817
dont émissions directes de CH4	t CO_2 éq.	1 624 082	1 624 082	1 516 355	1 726 874
- Part de la Distribution de gaz	t CO_2 éq.	1 197 204	1 197 204	1 123 286	1 278 578
- Part du Transport de gaz	t CO_2 éq.	247 550	247 550	237 814	305 097
- Part du Stockage de gaz	t CO_2 éq.	92 691	92 691	78 678	80 678
- Part des Terminaux Méthaniers	t CO_2 éq.	86 637	86 637	76 577	62 521
dont autres émissions (véhicules, gaz fluorés, autre…)	t CO_2 éq.	682 992	520 186	684 462	739 714
Intensité carbone de la production d'énergie □□	kg CO_2 éq./ MWhéq.	187,3	180,6	212,4	220,0

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021*

(1) À La part de la production d'énergie à partir de sources non fossiles a augmenté de 87,5% en sept ans passant de 30,6% en 2015 à 57,4% en 2021

L'adaptation, via l'anticipation des impacts négatifs du changement climatique, est clé pour rendre ainsi les infrastructures et activités d'ENGIE plus résilientes face aux aléas naturels (multiplication des événements extrêmes du type inondations, sécheresses et autres manifestations plus progressives du type montée du niveau de la mer, hausse de la température). Ces risques engendrés par le changement climatique sont de différentes natures : risques physiques, risques de rupture des chaînes de valeur, risques de réputation, risques réglementaires.

Afin de se prémunir contre ces risques, ENGIE met en place des actions concrètes parmi lesquelles, à titre d'exemples : la construction d'un mur d'enceinte contre le risque de crue exceptionnelle sur le site de Tihange (Belgique), le projet de végétalisation pour éviter l'érosion des sols en cas de tempête au Mexique, le creusement de fossés et d'un bassin pour faire face au risque d'inondation au parc solaire de Capel Grande (Royaume-Uni).

Le Groupe a également mis en place une méthodologie pour aider ses différents sites à élaborer des plans d'action d'adaptation. L'utilisation d'outils, tels que le logiciel Aqueduct de gestion et d'analyse des risques eau et des zones de stress hydrique, aide le Groupe à identifier les risques à l'échelle locale et permet de définir des stratégies d'adaptation adaptées aux problématiques et caractéristiques de chaque site.

S'adapter au changement climatique génère de multiples effets bénéfiques pour ENGIE : l'anticipation des risques permet de mieux gérer les actifs, de diminuer les coûts et d'étendre son marché à des nouveaux produits et services.

Émissions indirectes

L'approche du Groupe en matière de comptabilité et de *reporting* des émissions de GES est basée sur la norme du GHG Protocol Corporate Standards (destinée aux entreprises) et la norme ISO 14064 (complétée par la norme ISO 14069). Ces normes constituent un cadre de référence internationalement reconnu.

ENGIE a procédé à une analyse des différentes catégories d'émissions afin d'identifier et de quantifier les catégories les plus pertinentes. À ce jour, les catégories ci-dessous ont été identifiées et quantifiées.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de "Scope 2") □□	**t CO_2 éq.**	**1 922 614**	**1 903 934**	**2 330 625**	**2 534 464**
Émissions indirectes liées à la consommation d'électricité	t CO_2 éq.	1 253 861	1 238 105	1 215 892	1 454 795
Émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid	t CO_2 éq.	668 753	665 829	1 114 733	1 079 669
Autres émissions indirectes de GES (dites de "Scope 3")	**t CO_2 éq.**	**126 904 619**	**121 806 153**	**124 679 358**	**124 319 451**
Chaîne amont des combustibles (émissions liées à l'énergie non incluses dans les catégories "émissions directes de GES" et "émissions indirectes de GES associées à l'énergie")	t CO_2 éq.	17 908 003	17 765 961	19 343 594	20 467 749
Investissement (émissions de GES des installations mises en équivalence)	t CO_2 éq.	31 465 816	31 465 816	31 150 692	31 127 157
Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des consommateurs finaux, hors marché)	t CO_2 éq.	65 548 797	65 548 797	61 496 829	60 882 185
Achats de produits et services	t CO_2 éq.	8 473 633	5 076 127	9 529 278	8 257 876
Immobilisations des biens	t CO_2 éq.	3 508 370	1 949 452	3 158 965	3 584 484

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021*

3.5.4.2 Les énergies renouvelables

Le renforcement des capacités du Groupe en énergies renouvelables se poursuit, pour la production d'électricité ou de chaleur, et dans le cas du biogaz pour la mobilité. Les capacités en énergie renouvelable des installations contrôlées par ENGIE (hors mises en équivalence et installations non consolidées) représentent en 2021, 20,07 GW équivalents électriques installés (GWéq).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) □□	MWééq.	20 069	20 008	17 289	16 315
Renouvelable – Électricité et Chaleur produites □□	GWhééq.	63 074	62 841	55 480	61 556
Énergie produite – part du grand hydraulique	Pourcentage	61,0%	61,2%	64,0%	71,8%
Énergie produite – part du petit hydraulique	Pourcentage	1,3%	1,3%	1,7%	1,4%
Énergie produite – part de l'éolien	Pourcentage	23,7%	23,8%	18,0%	12,3%
Énergie produite – part du géothermique	Pourcentage	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%
Énergie produite – part du solaire	Pourcentage	4,8%	4,8%	5,1%	3,2%
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	8,9%	8,6%	10,9%	11,1%
Renouvelable et Non Renouvelable – Électricité et Chaleur produites	GWhééq.	188 052	186 577	171 343	198 785
Part du renouvelable dans le total de l'électricité et de la chaleur produite	Pourcentage	33,5%	33,7%	32,4%	31,0%

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021*

3.5.4.3 L'efficacité énergétique

Pour les installations de production d'électricité, la performance énergétique est directement liée au rendement de l'installation qui influe sur sa rentabilité. Tout en respectant les réglementations environnementales et les contraintes de marché de l'électricité, les améliorations apportées au parc de production permettent d'optimiser son efficacité énergétique, et ainsi la consommation de matières premières. Ainsi, le remplacement d'anciennes turbines ou d'anciennes chaudières par des modèles récents a un impact positif immédiat sur l'efficacité d'une installation.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) □□	GWhééq.	318 311	313 840	284 606	342 573
Part du charbon/lignite	Pourcentage	10,04%	10,18%	10,12%	12,05%
Part du gaz naturel	Pourcentage	36,56%	36,32%	46,19%	42,31%
Part du fioul (lourd et léger)	Pourcentage	0,76%	0,73%	0,71%	0,70%
Part de l'uranium	Pourcentage	44,72%	45,36%	33,59%	35,85%
Part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	4,34%	4,23%	5,68%	5,57%
Part des autres combustibles	Pourcentage	3,25%	3,05%	3,37%	3,22%
Part des combustibles pour le transport	Pourcentage	0,33%	0,13%	0,33%	0,30%
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) □□	GWhééq.	8 846	8 781	8 697	9 244
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz) □□	Pourcentage	44,5%	44,7%	45,1%	45,0%

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021 (voir Section 3.11)*

3.5.4.4 L'énergie nucléaire

Le maintien d'un très haut niveau de sûreté des sept réacteurs nucléaires exploités par Electrabel est une priorité fondamentale du Groupe. En la matière, Electrabel attache également une grande importance à la limitation de l'impact (rejets, déchets) de ces installations sur leur environnement. Chaque centrale publie une déclaration environnementale annuelle sur le site internet d'Electrabel.

Les déchets issus des centrales nucléaires, notamment leurs déchets radioactifs, sont suivis par Electrabel, mais aussi par l'ONDRAF (l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies) et sa filiale Belgoprocess, qui sont chargés de la gestion des déchets radioactifs provenant des centrales nucléaires. La publication détaillée d'informations relatives aux volumes de combustibles ou de déchets radioactifs de haute activité est proscrite par l'Arrêté Royal belge du 17 octobre 2011 intitulé "Arrêté royal relatif à la protection physique des matières nucléaires et des installations nucléaires".

Les provisions relatives à l'aval du cycle du combustible nucléaire (opérations relatives au combustible après son utilisation dans un réacteur nucléaire) ainsi que celles relatives aux coûts de démantèlement des centrales nucléaires après leur fermeture sont reprises à la Section 6.2.2 – Notes aux comptes consolidés – Note 20.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions gazeuses radioactives					
Gaz rares	TBq	36,12	36,12	47,35	35,09
Iodes	GBq	0,03	0,03	0,04	0,02
Aérosols	GBq	0,27	0,27	0,25	0,26
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	m^3	186	186	225	149
Rejets liquides radioactifs					
Émetteurs Bêta et Gamma	GBq	11,46	11,46	16,50	17,21
Tritium	GBq	83,49	83,49	86,50	65,07

Les facteurs de risques relatifs à l'énergie nucléaire sont présentés à la Section 2.2.5 "Risques industriels".

3.5.4.5 L'eau

Acteur engagé dans la gestion de l'eau, ENGIE participe aux réflexions en cours sur le *corporate* risk disclosure et le *water stewardship* aux côtés d'organisations telles que le *CEO Water Mandate* du Pacte Mondial des Nations Unies et l'OCDE. Ces initiatives ont permis d'aboutir à une homogénéisation de définition et de la mise en œuvre du *water stewardship*. Le Groupe s'est donné un objectif de réduction des consommations d'eau à échéance 2030 et poursuit la mise en œuvre de plans d'action pour les sites présentant un enjeu de stress hydrique élevé ou extrême. En 2021, ENGIE s'est vu décerner la note A- par le *CDP Water Disclosure*.

Chaque année, dans le cadre de l'optimisation de sa production énergétique, ENGIE évalue le risque de stress hydrique pour les sites industriels du Groupe en utilisant l'index *Baseline water stress* et l'outil Aqueduct du *World Resource Institute* qui permet de cartographier différents

risques liés à l'eau. En 2021, 37 sites sont localisés en zone de stress hydrique extrême soit 4,7% des sites (hors solaire et éolien), pour lesquels des plans d'actions sont finalisés et en cours de déploiement. L'impact du stress hydrique est toutefois relatif en fonction de l'activité et des besoins en eau douce du site. Seuls 6 sites sur les 37 ont des besoins en eau douce importants (supérieur à 100 000 m³ /an). Pour les autres, l'enjeu est davantage de contribuer de manière indirecte à la préservation des ressources en eau, par exemple en proposant la réutilisation de l'eau à d'autres acteurs du bassin versant. Dès 2013, le Groupe a calculé l'empreinte eau dans l'analyse des cycles de vie de 1 kWh d'électricité, puis en 2016 celle de 1 kWh de gaz. L'ensemble des démarches engagées par le Groupe a permis de réduire de 71,5% ses prélèvements d'eau douce sur son activité de production électrique depuis 2012.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Eau douce					
Prélèvement total	Mm³	2 406	2 402	2 088	2 814
Rejet total	Mm³	2 340	2 336	2 039	2 746
Eau non douce					
Prélèvement total	Mm³	5 249	5 249	5 195	6 003
Rejet total	Mm³	5 218	5 218	5 167	5 976
Consommation totale	Mm³	96	96	77	94

3.5.4.6 Les déchets

Intégrant les recommandations d'un audit interne sur la gestion des déchets, ENGIE a traduit depuis, dans sa politique environnementale de 2017, sa volonté de réduire les quantités produites et celle d'augmenter le taux de valorisation de ses déchets.

Cette ambition se concrétise principalement par un taux de valorisation de plus de 84,2% pour les déchets non dangereux et de 15,3% pour les déchets dangereux en 2021. Les sites industriels du Groupe sollicitent activement les filières de valorisation locale même si celles-ci restent tributaires de débouchés commerciaux régis par la loi de l'offre et de la demande.

Concernant le gaspillage alimentaire et les déchets associés, seule la restauration collective des employés est concernée. Dans ce domaine, ENGIE sélectionne des sous-traitants ayant inclus des mesures de lutte contre le gaspillage alimentaire dans leur cahier des charges.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	t	2 881 300	2 849 189	2 857 579	3 440 457
Cendres volantes, refioms	t	1 674 129	1 673 325	1 583 111	1 719 517
Cendres cendrées, mâchefers	t	703 776	703 412	804 701	1 047 170
Sous-produits de désulfuration	t	69 841	69 841	66 332	120 365
Boues	t	21 269	16 237	25 221	21 360
Bois flotté	t	11 508	11 508	12 970	5 305
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	t	2 425 380	2 411 640	2 464 614	2 352 567
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	33 787	30 426	38 139	52 524
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	5 180	4 933	11 511	16 291

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021*

3.5.4.7 Les polluants atmosphériques

ENGIE met en œuvre une grande variété de techniques pour continuer à réduire ses émissions : réduction à la source grâce à un bouquet énergétique adapté ; optimisation de la combustion et traitements des fumées ; mise en place de filtres ou injection d'eau pour réduire les poussières ; installation de brûleurs bas-NOx ou injection d'urée (traitement secondaire) pour contrôler les oxydes d'azote ; choix de combustibles à très basse teneur en soufre pour réduire les émissions de dioxyde de soufre. Une forte amélioration avait notamment été observée en 2019 grâce à la réorientation du portefeuille d'actifs de production d'ENGIE.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions de NO_x	t	49 819	48 831	49 022	52 799
dont production d'énergie	t	49 574	48 586	48 752	52 469
Émissions de SO_2	t	106 028	105 984	119 584	124 276
dont production d'énergie	t	106 007	105 962	119 568	124 218
Émissions de poussières	t	5 820	5 693	6 312	4 662
dont production d'énergie	t	5 815	5 688	6 305	4 654
Émissions de mercure	kg	198,02	194,21	304,73	312,14
dont production d'énergie	kg	197,90	194,09	304,63	312,01

3.5.4.8 La gestion de la biodiversité

La biodiversité (faune, flore) constitue un patrimoine naturel essentiel au bien-être et à la santé humaine. ENGIE en dépend aussi du fait de son utilisation des ressources en biomasse et de la régulation des eaux et du climat assurée par la biodiversité.

La biodiversité est menacée par le changement climatique, la pollution, la modification des habitats, l'invasion d'espèces exotiques et la surexploitation des ressources. La fragmentation et les perturbations des habitats générées par l'emprise territoriale des sites et l'imperméabilisation des sols constituent le principal impact des activités d'ENGIE sur la biodiversité.

Afin de préserver la biodiversité, de remédier à ses impacts dans le cadre du processus "Éviter, réduire et compenser", le Groupe s'est engagé dès 2010 à intégrer la biodiversité dans sa stratégie et ses activités.

La restauration d'habitat naturel (haies, bandes enherbées, zones humides), la réduction des impacts des éoliennes sur la faune, le franchissement des ouvrages hydrauliques par les poissons, la contribution des bandes de servitude du réseau gaz aux continuités écologiques, la gestion différenciée des espaces verts sont des exemples d'objectifs et d'actions réalisés par le Groupe.

Pour suivre son engagement, le Groupe s'appuie sur l'expertise et la compétence de ses deux partenaires : le comité français de l'UICN (Union Internationale pour la Conservation de la Nature) et France Nature Environnement.

Depuis 2016, les plans d'action biodiversité sont intégrés à une démarche plus globale de gestion intégrée et concertée de l'environnement à l'échelle des sites pour l'ensemble des entités du Groupe. La méthode d'identification des sites en matière de biodiversité est basée sur leur proximité à une aire protégée.

En 2018, le Groupe a renforcé ses engagements à l'échelle internationale en adhérant à l'initiative "act4nature". Les engagements individuels pris dans ce cadre sont majoritairement atteints. Cette mobilisation se traduit notamment par l'animation du réseau interne d'experts en constante progression en termes de nombre de participants, la mise à disposition d'un outil de localisation des aires protégées et des sites (IBAT), ou encore la réalisation d'une brochure interne sur la biodiversité. Tous les détails sont disponibles sur le site internet.

En 2020, le Groupe renouvelle ses engagements en matière de biodiversité au travers des deux dispositifs "act4nature international" et "entreprises engagées pour la nature ".

Á fin 2021, tous les objectifs sont lancés et font l'objet d'un plan d'action, l'état d'avancement est actualisé annuellement (voir https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse/biodiversite).

3.5.4.9 La gestion des risques et des plaintes environnementaux

La gestion des risques environnementaux se décline en deux modules : la prévention des risques et la gestion de crise.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
% du CA pertinent couvert par un plan de prévention des risques environnementaux	84,2%	95,8%	82,7%	80,4%
% du CA pertinent couvert par un plan de gestion des crises environnementales	89,9%	95,1%	88,4%	85,2%

La gestion des plaintes environnementales est assurée par le Groupe. Une synthèse est donnée ci-dessous :

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Plaintes liées à l'environnement	13	11	6	10
Condamnations liées à l'environnement	2	2	2	1
Montant des indemnisations (*en milliers d'euros*)	697	697	14	13
Dépenses environnementales (*en milliers d'euros*)	632 836	529 243	553 019	466 365

Les plaintes reçues par des filiales d'ENGIE sont les suivantes :

- la personne morale INEO AQUITAINE a fait l'objet d'une convocation le 26/11/21 devant l'Office français de la biodiversité (OFB) pour des déchets "inertes" (cailloux et terres) stockés temporairement sur un terrain classé "habitat d'espèces protégées" en attendant leur transport vers une déchetterie ou leur utilisation comme remblai d'excavations. Le classement de ce terrain n'était pas connu d'INEO AQUITAINE ;
- sur un terrain appartenant au site de pompage-turbinage de Ffestiniog au Royaume-Uni, une planche d'un caillebotis s'est cassée au passage d'un promeneur ;
- des nuisances sonores ont été rapportées par un résident vivant à proximité du site de pompage-turbinage de Dinorwig au Royaume-Uni ;
- un épandage d'ammoniac (NH3) a été signalé lors d'une intervention d'ENGIE Refrigeration aux Pays-Bas ;
- en Belgique, les gestionnaires de parcs éoliens ont reçu deux plaintes pour nuisances sonores, deux pour des fuites d'huile, deux liées aux désagréments associés à l'effet stroboscopique des éoliennes et une pour des chutes de concrétions glacées ;
- deux plaintes ont été formulées aux États-Unis pour des nuisances sonores relatives à deux parcs éoliens.

Pour toutes ces plaintes, des évaluations ont été menées ou sont en cours et un dialogue a été engagé avec les parties prenantes.

Il faut encore noter une amende acquittée par le site de Leini en Italie consécutive au contrôle d'une cuve d'homogénéisation dont un échantillon d'eau a révélé un taux de sulfates supérieur aux normes en vigueur. La mise en conformité a été réalisée dans les délais requis.

Enfin, GRTgaz a été condamné le 1er février à une amende de 650 k€ et à la remise en état des lieux pour défaut de reboisement sur une piste de travail du gazoduc "Arc de Dierrey", en France.

En 2021, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à près de 633 millions d'euros.

3.5.4.10 Les nuisances

Toute activité industrielle est source de nuisances sonores. Afin de réduire ces impacts, les entités du Groupe effectuent régulièrement des travaux d'isolation phonique (capotage, barrières antibruit, confinement, etc.). Pour les projets plus récents, la réduction de cette nuisance potentielle est directement intégrée dès la conception.

Pour ses projets d'énergies renouvelables, en particulier dans l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, ENGIE réalise des études d'impact et propose des mesures d'accompagnement destinées à éviter, réduire ou compenser les éventuels impacts sonores et visuels. Les actions consistent par exemple à définir et mettre en œuvre des plans de bridage des turbines (arrêt ou réduction de puissance sur certains créneaux horaires et/ou pour certaines conditions de vent), à mener des actions spécifiques avec les constructeurs pour réduire la puissance acoustique des machines, à rechercher la meilleure insertion paysagère possible lors de la phase de conception et à réaliser, après construction, des plantations de végétation sur les sites ou chez les riverains lorsque l'impact visuel est avéré. À titre d'illustration, ENGIE s'est associé, en France, au projet "Respect" lancé dans le cadre des projets éoliens en mer du Tréport et des îles d'Yeu et de Noirmoutier pour mieux connaître les impacts biologiques liés aux empreintes sonores des projets et les réduire par le développement de technologies adaptées. Les résultats ont été intégrés dans les études d'impact et ont permis l'obtention des autorisations préfectorales en octobre 2018.

3.5.4.11 L'utilisation des sols

La protection du sol et des eaux souterraines fait partie intégrante de la politique environnementale du Groupe. Les conséquences environnementales liées à une pollution du sol peuvent s'avérer considérables, au même titre que les coûts des mesures ultérieures d'assainissement. Il est donc important de prévenir ce risque et de le couvrir par des provisions. Ces dernières s'élèvent à 1,176 milliards d'euros en 2021 et portent sur la réhabilitation de sites, le démantèlement d'installations non nucléaires et l'élimination programmée de produits. Dans ce domaine, ENGIE respecte la réglementation de chacun des pays dans lesquels le Groupe opère.

À titre d'exemple, une étude sur la pollution du sol de plusieurs sites de centrales électriques a été réalisée en Belgique. Les risques ont été évalués en collaboration avec les administrations environnementales compétentes et un projet d'assainissement est mis en place.

ENGIE détient plusieurs anciennes usines à gaz. Ces sites peuvent être touchés par les hydrocarbures, les métaux lourds et autres substances volatiles qui peuvent affecter la santé. Ils doivent donc être remis en état avant d'être réutilisés. En 1996, un plan de dix ans a fait l'objet d'un protocole entre Gaz de France et le gouvernement français pour la réhabilitation de ces sites qui sont depuis 2007 compatibles d'un point de vue sanitaire avec leur usage. Lors de la cession de ces anciens sites, ENGIE s'attache à vérifier que le projet de l'acquéreur est compatible avec le passif environnemental et industriel du site et que le risque pour l'environnement et les riverains est maîtrisé. Et pour l'ensemble des sites du Groupe, une surveillance des sols et des eaux souterraines est menée, conformément aux permis d'exploitation, afin de prévenir une éventuelle pollution.

Par ailleurs, pour renforcer l'ancrage territorial de ses activités, ENGIE a mis en place un dispositif structuré de dialogue avec ses parties prenantes, conforme aux principaux standards internationaux (AA1000, ISO 26000, principes du Pacte Mondial, lignes directrices de l'OCDE). Ce dispositif est fondé sur des rencontres régulières avec les ONG et associations, ainsi que sur le développement de partenariats de long terme en lien avec les activités d'ENGIE. Défini au niveau Groupe, le dialogue est décliné dans chaque hub régional, selon les spécificités locales, en termes d'enjeux, d'activités ou de réglementations. Dans le cadre de ses nouveaux objectifs RSE à horizon 2030, ENGIE s'est fixé pour ambition en 2020 de couvrir 100% de ses activités industrielles par un mécanisme structuré de dialogue et de concertation avec les parties prenantes.

Les gazoducs constituent la principale occupation des sols d'ENGIE. Ces conduites de gaz étant enterrées, elles ne fragmentent pas les habitats naturels mais peuvent néanmoins générer des conflits d'occupation des sols. Pour cette raison, GRTgaz établit en France des conventions de servitude amiables avec l'ensemble des propriétaires des terrains traversés suite à des phases de concertation (taux de signature de convention amiable régulièrement > 90% sur les projets). Ces conventions définissent les restrictions d'usage des sols pour les propriétaires (interdiction de construire à l'endroit des canalisations et de planter une végétation dépassant 2,70 m) en contrepartie d'indemnisation. Un travail plus spécifique est mené avec la profession agricole pour préserver l'usage des terres par les agriculteurs dans le cadre de leur activité professionnelle.

Pour le développement de nouveaux sites de production d'énergie renouvelable éolienne et photovoltaïque, le choix du site est primordial. La nature arable des terres est un élément essentiel pris en compte bien en amont du projet pour éviter tout conflit ultérieur. En France, les appels d'offres pour les centrales photovoltaïques se font sous l'égide de la Commission de Régulation de l'Énergie. Proposer une implantation sur des terres arables fait perdre de précieux points dans les appels d'offres et cela constitue une raison supplémentaire pour sélectionner d'autres types de terrains. Pour les parcs éoliens, un développement sur des terres cultivables est possible dans la mesure où un état des lieux est réalisé avant et après le projet par un expert agricole indépendant. Cela permet de définir la juste indemnisation à verser aux propriétaires ou aux exploitants agricoles pour l'utilisation de ces terres.

3.6 Informations sociétales

Le modèle de croissance responsable développé par ENGIE se fonde sur un dialogue structuré et adapté à l'ensemble des parties prenantes des activités du Groupe.

3.6.1 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats

ENGIE maintient un dialogue continu et proactif avec toutes les parties prenantes autour de ses activités industrielles. Sur la base des démarches existantes, le Groupe accompagne ses entités opérationnelles dans l'approfondissement et la structuration de leurs pratiques. Cela va de la mise en place de stratégies de dialogue jusqu'à leur déploiement opérationnel dans les équipes projet.

L'objectif est d'optimiser la performance et d'augmenter la création de valeur en privilégiant la prise en compte des attentes et besoins des territoires et l'appropriation des activités du Groupe par ses bénéficiaires.

Cet accompagnement permet aux activités industrielles de s'aligner avec le nouvel objectif de mise en place de plans de dialogue dans toutes les activités du Groupe à l'horizon 2030.

L'accompagnement repose sur une méthodologie Groupe qui s'adapte aux spécificités stratégiques, techniques et géographiques des activités opérationnelles. Elle est fondée sur des standards internationaux tels que l'ISO 26000, AA1000, l'IFC (*International Finance Corporation)* de la Banque Mondiale et les Principes d'Équateur.

Elle consiste d'une part en la sensibilisation et la formation des collaborateurs à la structuration du dialogue avec les parties prenantes en lien avec l'entité de formation du Groupe, ENGIE University. D'autre part la méthodologie consiste en un appui technique à la réalisation de plans d'actions de dialogue adaptés aux enjeux et attentes des territoires.

En 2021, la structuration du dialogue avec les parties prenantes a été intégrée dans différents programmes de formation d'ENGIE University. Ces formations ont été réalisées auprès d'un large public dans le cadre d'un spectre très divers de métiers tels que l'optimisation de la performance commerciale, la direction de projets de stockage de gaz et de géothermie, les fonctions centrales mais aussi dans le cadre de formations générales sur la durabilité.

Les différents espaces de dialogue ont été alimentés par la discussion autour de la trajectoire climatique d'ENGIE dans le cadre du Comité parties prenantes tenu par le Groupe sur cette thématique au premier semestre et autour des différentes problématiques que rencontrent les opérationnels sur les territoires dans le cadre de l'espace de recours.

Cette culture d'écoute et de dialogue se prolonge par des partenariats sociétaux et environnementaux avec notamment France Nature Environnement, Emmaüs et la Fondation ONE (Océan Nature et Environnement).

Au niveau international, ENGIE est membre du Pacte Mondial des Nations Unies dans la catégorie *Global Compact Advanced.*

3.6.2 Lutte contre la précarité

3.6.2.1 Précarité énergétique des clients particuliers

En 2021, ENGIE a contribué au Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) pour 6 millions d'euros. Environ 63 900 familles ont été aidées grâce ce fonds géré par les départements et/ou les métropoles. Le montant de l'aide moyenne accordée est de 230 euros.

Le portail Solidarité ENGIE, créé en avril 2018 et dédié aux travailleurs sociaux afin d'accompagner en toute autonomie nos clients en difficulté, a été bien plus utilisé en 2021 : 265 000 interactions entre les services sociaux départementaux et communaux et les équipes solidarité ENGIE contre 220 435 en 2020 (+20%).

ENGIE a créé un réseau de partenaires de médiation avec plus de 120 points d'accueil répartis sur le territoire à fin 2021. Les médiateurs de ces associations, formés par ENGIE, accueillent les clients en difficulté, les aident à comprendre leur facture, les conseillent sur la maîtrise de leurs dépenses d'énergie et peuvent les accompagner pour la mise en place de plans d'apurement ou les orienter vers les services sociaux pour l'instruction d'une demande d'aide.

Le Groupe a poursuivi en 2021 ses actions de sensibilisation à la sécurité des installations intérieures de gaz et aux économies d'énergie. Parmi ces actions figure le dispositif CIVIGAZ, mission de service civique créée et pilotée avec la Fondation Agir Contre l'Exclusion, qui a mobilisé en 2021 soixante-douze jeunes volontaires en service civique ayant réalisé plus de 6 100 visites à domicile. Outre la détection et la résolution de situations dangereuses liées au gaz, certains ménages en situation de précarité ont été réorientés vers des acteurs sociaux de l'énergie ou du logement. Le partenariat de GRDF avec Soliha (Solidaires pour l'Habitat), destiné à accompagner les ménages dans leur projet de rénovation de leur logement et dans la sécurisation de leurs installations intérieures de gaz, a été déployé en 2021 sur 16 territoires, permettant l'accompagnement de 500 familles dans leur projet d'amélioration de leur logement.

3.6.2.2 Fonds à impact environnemental et social "ENGIE Rassembleurs d'Énergies"

Le Groupe soutient l'entrepreneuriat social et les populations défavorisées à travers le fonds à impact social et environnemental ENGIE Rassembleurs d'Énergies. ENGIE Rassembleurs d'Énergies investit dans des entreprises sociales promouvant une croissance partagée et durable pour tous en s'appuyant sur une énergie propre et abordable et sur des modèles d'entreprise innovants durables.

Le fonds se déploie sur différentes thématiques qui conjuguent performance financière et fort impact social et environnemental : l'électrification solaire décentralisée individuelle ou collective en Amérique latine, en Afrique subsaharienne et en Inde, les solutions de cuisson propre et sécurisés avec notamment des solutions de biogaz dans les pays émergents ou le solaire concentré, l'efficacité énergétique pour le logement social en Europe, l'économie circulaire et plus récemment la mobilité durable et inclusive.

Fin 2021, les entreprises du portefeuille ont fourni un accès à une énergie propre et durable à plus de 6,5 millions de bénéficiaires dans le monde. Par ailleurs les entreprises du portefeuille ont généré plus de 27 000 emplois directs et indirects dont 50 % des femmes. 20 000 salariés du Groupe ont investi une partie de leur épargne dans le FCPE Solidaire ENGIE Rassembleurs d'Énergies donnant ainsi un sens à leur épargne en lien direct avec leur métier.

Les 22 entreprises actives du portefeuille opèrent sur quatre continents (Europe, Afrique, Asie et Amérique latine) et dans une vingtaine de pays. Ces entreprises couvrent 11 objectifs de développement durables à travers un large éventail de technologies qui répondent à la problématique de la croissance inclusive notamment grâce à l'accès à l'énergie durable et à la réduction de la précarité énergétique. À travers elles, Rassembleurs d'Énergies apporte des solutions à des populations vulnérables. En 2021, le fonds s'est efforcé de soutenir les entreprises de son portefeuille affectées par la crise économique et a finalisé la cession de sa participation dans une entreprise qu'il accompagnait depuis 2013. Fin 2021, ENGIE Rassembleurs d'Énergies a engagé un total de 38 millions d'euros.

3.6.2.3 Fondation d'Entreprise ENGIE

Les trois grandes priorités de la Fondation ENGIE sont :

- aide à l'enfance – éducation ;
- accès de tous à l'énergie – sauvegarde de la biodiversité ;
- lutte contre la pauvreté et emploi.

Créée en 1992, l'ambition de la Fondation ENGIE est de donner une chance à ceux qui n'en ont pas - publics éloignés ou fragiles – d'incarner l'engagement sociétal d'ENGIE dans le champ des solidarités, de faire vivre les valeurs et la raison d'être du Groupe. La Fondation ENGIE a renouvelé son mandat en octobre 2020 pour cinq ans avec une dotation annuelle de 7,8 millions d'euros.

Pour répondre aux grands défis, la Fondation ENGIE s'appuie sur l'engagement des collaborateurs et notamment les ONG internes d'ENGIE (Energy assistance (France, Belgique, Italie et Monaco)), avec trois priorités :

- agir avec impact ;
- contribuer aux enjeux sociétaux, être au cœur des territoires et
- donner l'énergie des possibles pour permettre aux projets de se réaliser dans les domaines de l'enfance et la jeunesse, la solidarité et l'environnement.

Prendre soin de la vie et de notre planète, c'est ce qui anime la Fondation ENGIE depuis près de 30 ans. Avec 30% de ses projets dédiés à l'accès à une énergie renouvelable et durable et à la biodiversité en 2021, la Fondation ENGIE s'engage année après année en faveur de l'environnement. Son objectif est de participer à des projets ambitieux, à impact et contribuant à l'effort collectif de l'Agenda 2030 à travers la réalisation des Objectifs de Développement Durable (ODD).

Dans le domaine de la biodiversité et du climat, la Fondation ENGIE a notamment soutenu le projet *Great Bubble Barrier* pour dépolluer une rivière à Porto au Portugal, ou encore le lancement de la plateforme Biodiversité et Océans avec l'association *Respect Ocean*.

En 2021, la Fondation ENGIE a soutenu plus de 110 projets à travers le monde avec plus de 400 000 bénéficiaires.

3.6.3 Transition juste

En cohérence avec sa raison d'être, ENGIE prend en compte dans son action les impacts sociaux de la transition énergétique.

Si la transition vers une économie net zéro est porteuse de nombreuses externalités positives, elle comporte également des défis sociaux majeurs en particulier dans le secteur de l'énergie : pertes d'emplois dans des secteurs tels que l'extraction ou la production fossiles et hausse des prix de l'énergie impactant notamment les ménages les plus pauvres.

Il importe ainsi de mettre l'accent sur la création de nouvelles filières, avec des opportunités à la fois pour la main-d'œuvre existante et pour les nouveaux entrants.

L'Organisation internationale du Travail (OIT) a ainsi défini le concept de "transition juste" comme une stratégie visant à atténuer les conséquences sociales négatives de la transition vers des modèles économiques durables et à maximiser les aspects positifs d'une transition vers une économie à faible émission de carbone.

Conformément à l'Accord de Paris sur le changement climatique, ENGIE s'engage dans une transition vers le net zéro en 2045 en veillant aux conséquences pour la main-d'œuvre et la création de travail décent et d'emplois de qualité, conformément aux priorités de développement définies au niveau national.

À cet égard, ENGIE met en œuvre des principes de transition juste au profit des travailleurs, consommateurs, communautés et fournisseurs.

Les principes de transition juste pour les travailleurs consistent en l'attractivité et le développement des talents, l'inclusion des travailleurs et leurs représentants dans le processus de transition juste, l'accompagnement et la formation des travailleurs, la fourniture de prestations sociales.

ENGIE Univerity a lancé *la Sustainability Academy* : l'un des objectifs de cette initiative est de mettre en avant l'expertise et l'engagement des collaborateurs du Groupe à prendre en compte les questions de durabilité dans leurs métiers. Un autre objectif est de partager cette expertise avec l'ensemble de l'entreprise et son écosystème. La *Sustainability Academy* propose plusieurs niveaux de formation, allant de l'acculturation à l'expertise et sera basée sur différents formats.

En novembre 2020, ENGIE a également ouvert un centre de formation en apprentissage dédié à la transition énergétique

et aux métiers du climat. Grâce à des partenariats avec le Lycée Raspail et le centre de formation en apprentissage AFORP, le nouveau centre vise à faire des programmes d'alternance la voie d'excellence pour accéder aux futurs métiers du Groupe et accélérer sa stratégie vers le Net Zero Carbone.

Le Groupe déploie aussi des mesures de protection des employés avec le lancement d'un programme mondial de couverture sociale, "*ENGIE Care*", qui couvre quatre domaines clés à travers le monde. Ce programme, qui est créé avec les fédérations syndicales internationales, vise à fournir à chaque employé, partout dans le monde, une protection sociale basée sur quatre domaines clés : hospitalisation, couverture du décès, invalidité (permanente et totale), congé parental (paternité et maternité).

Pour les consommateurs, ils reposent sur des initiatives en faveur d'une énergie abordable.

ENGIE propose des offres gratuites - ou ne nécessitant que quelques euros – permettant au consommateur de suivre sa consommation, de bénéficier de conseils personnalisés, de gérer selon un budget cible ou de contrôler à distance sa consommation et son confort.

ENGIE encourage ses clients en les rémunérant pour leurs actions en faveur des économies d'énergie (*My Program To Act* qui rémunère sous forme de kiloacts les gestes écoresponsables. Ces kiloacts peuvent ensuite être réinvestis par les clients dans des actions RSE).

Pour les communautés, ils ont trait à la création de valeur locale et durable, au développement de nouvelles filières industrielles ayant des retombées positives pour les territoires et contribuant à leur résilience, à un processus robuste de consultation avec les parties prenantes et à la conclusion de partenariats.

L'usine de biogaz d'Aumaillerie, mise en service en 2020, est un projet de territoire typique développé par ENGIE BIOZ. Basée à Fougères (Bretagne), cette unité traite un mélange d'effluents d'élevage et de résidus agroalimentaires, en partenariat avec des agriculteurs et des entreprises locales, pour une capacité de production de 20 GWh/an, soit l'équivalent de la consommation annuelle de 2 000 ménages. Elle fournit près de 20% du gaz consommé localement. Trois personnes travaillent sur le fonctionnement du site. 150 personnes ont participé au financement du projet, levant 500 000 euros. L'objectif de financement a été atteint en quelques semaines, signe de l'attractivité du projet.

Le parc PV de La Tieule, Drôme (EG) est également un instrument inclusif avec des répercussions sociales et économiques positives sur le territoire : co-activités multiples (ruches, plantes mellifères), collaboration avec un ESAT pour la production de miel biologique et de haies aromatiques, éco-pâturage.

Enfin, pour nos fournisseurs "préférés", ENGIE les encourage à s'engager dans une trajectoire de décarbonation alignée ou certifiée SBTi.

3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs

Les fournisseurs et sous-traitants constituent une partie prenante essentielle dans la chaîne de valeur du Groupe.

La fonction Achats du groupe ENGIE a défini une ambition déclinée selon les axes suivants :

- être un contributeur de la performance opérationnelle du Groupe en proposant aux opérationnels un panel de fournisseurs compétitifs et différenciants ;
- être le garant des engagements du Groupe vis-à-vis de ses fournisseurs ;
- contribuer à la démarche RSE et à la neutralité carbone du Groupe ; et
- développer les talents et les compétences clefs de la filière Achats et valoriser cette fonction dans les parcours au sein du Groupe.

Pour porter cette ambition, la fonction Achats s'appuie sur un système de management structuré autour :

- d'une **Charte Achats** : ce document public (https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2022-01/CharteAchats_ENGIE_2021-007_FR.pdf) partagé avec les fournisseurs est l'expression de l'implication d'ENGIE. Il précise notamment l'exigence du Groupe quant à :
  - l'engagement des fournisseurs en matière de santé et de sécurité,
  - l'engagement des fournisseurs pour des relations éthiques dans les affaires, la prise en compte de la responsabilité sociale, et le respect des dispositifs embargos et anti-corruption,
  - la recherche d'offres compétitives et de solutions durables et innovantes ;
- d'une **Gouvernance Achats :** ce document interne définit pour l'ensemble du Groupe les principes de gestion des dépenses externes et précise les règles de fonctionnement des Achats. Elle vise à renforcer la ségrégation des tâches entre les acheteurs et les prescripteurs, tout en encourageant leur coopération dans les activités de sélection des meilleures offres.

Les exigences de ces deux documents ainsi que celles plus générales du Groupe sont déclinées dans les processus opérationnels. Ces processus couvrent la gestion des catégories d'achats et des panels fournisseurs ainsi que les étapes de l'achat et de l'approvisionnement. Ils intègrent les exigences de : la Charte éthique, la Politique de responsabilité sociétale d'entreprises *Global Care,* du Code de conduite de la relation avec les fournisseurs et de la Politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants directs.

La fonction Achats participe à l'atteinte des objectifs du Groupe à horizon 2030 par une démarche d'achats durables portée par des actions auprès des fournisseurs d'équipements dans tous les segments d'activités. Ces objectifs constituent un jalon et s'inscrivent eux-mêmes dans l'ambition du Groupe d'atteindre la neutralité carbone en 2045.

En 2020, la Direction des Achats Groupe a fixé deux objectifs RSE qui seront ultérieurement déclinés dans l'ensemble de son système de management.

Intitulé objectif	Critère	Objectif 2025	Objectif 2030
1. Décarbonation des principaux fournisseurs	250 Fournisseurs Préférentiels alignés ou certifiés SBT	25%	100%
2. Développer les Achats Responsables	Évaluation RSE des fournisseurs mesurée par le taux des fournisseurs préférentiels et majeurs avec une note ECOVADIS supérieure au niveau "risque RSE maitrisé"	70%	100%
	Promotion des Achats inclusifs mesurée par la part des achats inclusifs alignés avec les recommandations du GT3. Un groupe de travail composé de sociétés françaises (BnpParibas, Accor, Crédit Agricole, Danone, etc.)	60%	100%

Pour atteindre ces objectifs, la fonction Achats met en œuvre des processus opérationnels en suivant des étapes clés selon un mode *Plan-Do-Check-Act* :

- analyse des risques et opportunités par catégorie d'achats priorisée par pays, réalisée à partir d'une matrice de risque élaborée en partenariat avec EcoVadis ;
- définition de plans de mitigation et de critères de qualification des fournisseurs résultant de l'analyse ci-dessus. L'engagement RSE des fournisseurs est évalué à travers quatre dimensions : éthique, droits humains, environnement et achats durables. Ces plans peuvent intégrer des actions de type audits documentaires ou des audits sur site ;
- mise en place de clauses contractuelles spécifiques pour renforcer nos exigences. Celles-ci peuvent intégrer des systèmes de pénalités en cas de non-respect ;
- mesure de la performance délivrée par les fournisseurs réalisée périodiquement dans le cadre des *business reviews* et révision des plans d'amélioration associés.

Ces quatre étapes sont vérifiées via les processus de contrôle interne et d'audit afin d'assurer l'amélioration continue de la démarche.

Les actions de la Direction Achats portent en priorité sur les fournisseurs préférentiels du Groupe (~250), puis les fournisseurs majeurs de chaque GBU du Groupe (~1 350) ce qui représente environ 20% de la dépense totale. La Direction des Achats a pour ambition d'élargir progressivement ces deux panels fournisseurs afin de couvrir environ 80% des dépenses totales.

L'atteinte de ces objectifs ambitieux est soutenue par un programme progressif de formation continue au sein de la fonction Achats et au cœur des entités du Groupe.

En 2021, le plan de formation a mis l'accent sur :

- la mise en œuvre de la politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants au sein des entités ;
- l'éthique et les relations fournisseurs ;
- la formation en ligne obligatoire à trois modules, pour l'ensemble de la fonction achat :
  - fraude et Corruption, tolérance zéro,
  - notre Groupe, notre Éthique,
  - droit de la concurrence.

Compte tenu du contexte sanitaire, ces formations ont été réalisées en vidéo conférence et via la plate-forme de formation en ligne *ULearn*. Cette méthode d'apprentissage a permis d'atteindre un public plus large.

Par ailleurs, ces sujets RSE sont régulièrement intégrés aux rites managériaux de la filière Achats, ainsi qu'aux rendez-vous organisés auprès des prescripteurs et opérationnels impliqués dans le processus Achats.

3.8 Éthique et

Les dirigeants du Groupe portent et supervisent la politique éthique et *compliance* du Groupe, et en garantissent la bonne application. Un message de "tolérance zéro" envers tout manquement à l'éthique et plus particulièrement envers toutes formes de fraude et de corruption est régulièrement porté par la Directrice Générale. L'ensemble des responsables à tous les niveaux du Groupe portent le même message.

Les principes d'action d'ENGIE reposent sur les textes de référence internationaux. L'ensemble des mesures du Groupe permettant de prévenir et de lutter contre la corruption s'y conforment. Il en est de même pour la stratégie du Groupe relative au respect des droits humains et pour son programme de protection des données personnelles.

Le Groupe a pris des engagements anticorruptions volontaires. ENGIE est membre du Pacte mondial des Nations Unies dont le dixième principe concerne la lutte contre la corruption. ENGIE adhère également à la Section française de l'ONG *Transparency International*.

3.8.1 Gouvernance éthique et *compliance*

Le Conseil d'Administration, via son Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD), supervise l'éthique et la *compliance* au sein du Groupe.

Le Comité de la *Compliance* évalue le traitement des incidents éthiques et assure le suivi de l'évolution du dispositif éthique et *compliance* du Groupe. Il réunit, au niveau Groupe, la Secrétaire Générale, le Directeur des Ressources humaines et les Directeurs des Directions suivantes : Éthique, *Compliance & Privacy,* Audit Interne, Contrôle Interne et Juridique.

La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* Groupe (DECP) est rattachée fonctionnellement à la Secrétaire Générale du Groupe à qui elle rapporte. La DECP pilote l'intégration de l'éthique dans la stratégie, le management et les pratiques du Groupe. Elle propose les politiques et procédures du Groupe en matière d'éthique et de *compliance*. Elle accompagne leur mise en œuvre à tous les niveaux du Groupe. Elle coordonne la mise en place du plan de vigilance du Groupe (voir Section 3.9) et traite les alertes issues de la procédure Groupe qu'elle pilote. La DECP anime le réseau des *Ethics & Compliance Officers* (en 2021 : plus de 230 personnes) et des *Data Privacy Managers* (en 2021 : plus de 130 personnes) dans l'ensemble du Groupe.

Les *Ethics & Compliance Officers* et des *Data Privacy Managers* s'assurent notamment de la mise en œuvre du dispositif Ethique et *Compliance* et du dispositif *Data Privacy* du Groupe au niveau de leurs entités. Leurs activités relèvent de la responsabilité du directeur général ou manager des entités pour lesquelles elles interviennent.

Depuis 2018, la DECP est la direction compétente pour toutes les questions nécessitant la mise en place d'une procédure de *compliance* et, en tout premier lieu, sur la prévention et lutte contre la fraude et la corruption. Elle est également en charge de la protection des données personnelles ainsi que du contrôle de l'export et des embargos et de la représentation d'intérêt.

3.8.2 Évaluation des risques

L'évaluation des risques éthiques est intégrée à la démarche d'analyse de risques du Groupe (*Enterprise Risk Management* - ERM) (voir Section 2.1.1). Cinq risques éthiques sont identifiés : corruption, atteinte aux droits humains, non prise en compte des règles de concurrence et/ou d'embargo, fraude et insuffisance de pilotage de l'éthique. La démarche d'analyse de risques du Groupe inclut aussi le risque *Data Privacy*. Elle vise notamment le risque lié aux atteintes aux données personnelles et le risque de non-conformité au Règlement Général sur la Protection des Données (RGPD).

Le processus d'évaluation du risque corruption, d'atteinte aux droits humains, et du risque *Data Privacy* s'appuie sur une méthodologie d'analyse commune au périmètre de toutes les GBU du Groupe. Le Groupe a notamment développé une grille d'autodiagnostic sur le risque corruption et une check-list sur le risque de violation des droits humains. Il a également émis des lignes directrices relatives à l'évaluation du risque d'atteinte aux données personnelles.

3.8.3 Textes de référence

La politique éthique et *compliance* d'ENGIE vise à développer une culture et une pratique de l'éthique fondée sur :

3.8.3.1 Le Code d'ENGIE : la Charte éthique et le Guide pratique de l'éthique

La Charte éthique fixe le cadre général dans lequel doit s'inscrire le comportement professionnel de chaque collaborateur. Elle précise les quatre principes éthiques fondamentaux d'ENGIE. Elle décrit en outre l'organisation éthique et *compliance* du Groupe.

Le Guide pratique de l'éthique détermine la mise en œuvre de l'éthique au quotidien. Il intègre la décision du Groupe de s'interdire tout financement d'activités politiques.

Ces deux documents constituent le Code éthique, applicable à tous les collaborateurs du Groupe. Ils sont partagés avec les parties prenantes externes.

Les travaux de refonte de la Charte éthique ont débuté en 2021 et la nouvelle Charte éthique sera présentée en 2022.

3.8.3.2 Le référentiel Intégrité

Le référentiel "Intégrité" rassemble les politiques et procédures dédiées à la prévention de la fraude, de la corruption et du trafic d'influence. L'ensemble des procédures d'évaluation éthiques a été revu en 2018 et 2019. Ainsi, les parties prenantes des projets d'investissement, les bénéficiaires de mécénats et de parrainages, les fournisseurs et les consultants commerciaux font l'objet d'une action préventive renforcée.

Á partir de fin 2021, les nouvelles personnes recrutées aux positions les plus exposées au risque de corruption font également l'objet de vérifications éthiques.

En 2020, le Groupe a réformé la politique cadeaux-invitations. Il a également déployé un nouveau registre des consultants commerciaux. Enfin, le Groupe a créé un nouveau registre cadeaux-invitations qui a été déployé en 2021. Ces registres sont entièrement digitalisés, communs à toutes les entités du Groupe et conçus comme des outils de pilotage et de suivi.

3.8.3.3 Le référentiel et la politique Droits Humains

Le référentiel et la politique "Droits Humains" rassemblent les engagements d'ENGIE en matière de respect des droits humains internationalement reconnus. Ce dispositif précise les processus opérationnels d'analyse et de gestion des risques. Il permet ainsi au Groupe d'exercer sa vigilance sur les impacts de ses activités au regard des droits humains de toute personne. Le référentiel et la politique constituent le socle du volet droits humains du plan de vigilance du Groupe (voir aussi la Section 3.9).

3.8.3.4 Le référentiel Conformité Éthique

Le référentiel "Conformité Éthique" précise la méthodologie de déploiement du dispositif éthique et *compliance* du Groupe et l'évaluation de l'état de conformité. Il rassemble également les dispositifs de conformité du Groupe en matière d'embargo, de contrôle export et en droit de la concurrence.

Depuis 2017, le Groupe dispose d'un dispositif de conformité propre au suivi des actions de représentation d'intérêt. Conformément à la loi du 9 décembre 2016, ce dispositif permet aux entités du Groupe de respecter leur obligation de déclaration auprès de la Haute Autorité pour la Transparence de la Vie Publique (HATVP).

Depuis 2017 le référentiel du Groupe vise par ailleurs également la conformité en matière de protection des données personnelles, conformément aux exigences du Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles. Dans ce contexte le Groupe a défini des procédures et des revues en 2019 et les a complétées en 2020.

Enfin, des lignes directrices relatives à l'identification de signaux faibles en matière éthique ont été déployées dans le Groupe en 2019.

3.8.3.5 Les Codes de conduite

Des codes de conduite appliquent les engagements éthiques d'ENGIE aux activités ou pratiques professionnelles. Parmi ces codes de conduite figurent le "Code de conduite de la relation avec les fournisseurs" et le "Code de conduite en matière de lobbying".

Les documents sont disponibles sur le site internet d'ENGIE au lien suivant : https://www.engie.com/Groupe/ethique-et-compliance.

3.8.4 Signalement et rapport des incidents éthiques

Une nouvelle politique du Groupe relative aux lanceurs d'alerte a été définie en 2017. Elle intègre les exigences légales de la loi Sapin 2 et celles de la loi relative au devoir de vigilance. Le 1er juillet 2018, une nouvelle procédure de recueil des alertes au moyen de courrier électronique à l'adresse : ethics@engie.com et d'un numéro de téléphone dédié a été mise en place au niveau Groupe. Ces deux canaux de signalement sont externalisés à travers l'appui d'un prestataire externe qui est en charge du recueil des alertes. Cette nouvelle procédure a été ouverte à tous les collaborateurs du Groupe au niveau mondial le 1er janvier 2019. Les alertes peuvent être reçues en plusieurs langues et le service est accessible 24h/7j.

Ce dispositif est présenté sur le site internet du Groupe au lien suivant : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositif-alerte. Il complète les autres voies de signalement éthique accessibles à tout collaborateur et à toute personne extérieure au Groupe.

Les alertes et les rapports managériaux de dysfonctionnements éthiques sont suivis à travers *My Ethics Incident*, un outil digital de collecte d'incidents éthiques déployé dans l'ensemble des entités du Groupe. Sont concernés sept domaines : intégrité comptable et financière, conflits d'intérêts, responsabilité sociale et droits humains, éthique des affaires, information confidentielle, protection du patrimoine immatériel, et données personnelles. En 2021, 187 saisines dans le cadre de la procédure d'alerte du Groupe ont eu lieu (201 en 2020, 183 en 2019) et 277 rapports managériaux d'incidents éthiques ont été remontés au niveau de la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* Groupe (283 en 2020, 282 en 2019, 218 en 2018). Le Groupe présente des informations plus détaillées sur les domaines éthiques concernés et sur les sanctions appliquées sur la page internet https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/conformite-ethique.

3.8.5 Formations

Le Groupe a mis en place un plan de formation éthique et compliance obligatoire visant l'ensemble des collaborateurs du Groupe. Il est adapté selon les fonctions et activités des collaborateurs concernés. Il est appuyé par un guide de cartographie des populations les plus exposées au risque de corruption. Le Groupe a également déployé en 2020 un nouvel outil digital permettant de suivre à tous les niveaux du Groupe l'état d'avancement des formations digitales (vidéos et *e-learning*) des collaborateurs du Groupe.

Tous les collaborateurs du Groupe doivent suivre un parcours composé de vidéos de formation qui présentent les thèmes à forts enjeux éthiques : cadeaux invitations, corruption, lanceurs d'alerte, conflits d'intérêts. Les collaborateurs les plus exposés au risque de corruption doivent effectuer un parcours de formation qui leur est propre. Ce parcours s'appuie sur des modules *e-learning* du Groupe qui permettent d'approfondir les connaissances des enjeux éthiques du Groupe, notamment en ce qui concerne la fraude, la corruption et le droit de la concurrence. Enfin, les cadres managers ("GMR") doivent participer en plus au séminaire sur la prévention de la fraude et de la corruption (à fin 2021, 96% des GMR ont participé à ce cursus). Les membres de la filière éthique et *compliance* doivent suivre le même parcours.

Par ailleurs, les acheteurs, sont formés spécifiquement aux enjeux liés aux risques de fraudes, corruption et devoirs de vigilance dans le cadre d'une formation spécifiquement dédiée (voir Section 3.7). En 2021, l'accent a été mis sur la mise en œuvre de la politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants au sein des entités. Les formations présentielles dans le domaine du droit de la concurrence se sont multipliées en 2020 et 2021. Les formations visant à prévenir le risque de fraude et de corruption auprès des personnes en charge des relations institutionnelles en France et les formations pour les *Data Privacy Managers* se sont poursuivies en 2021. Il en va de même pour la formation relative aux droits humains (voir Section 3.9.1.1).

3.8.6 Contrôles et certifications

Le suivi de la mise en œuvre de la politique en matière d'éthique et de *compliance* repose sur une procédure de conformité annuelle. Dans ce cadre, les *Ethics & Compliance Officers* produisent un rapport faisant état des travaux et progrès réalisés par leur entité en la matière. Ce rapport est remis à l'entité de rattachement. Il est accompagné d'une lettre de conformité du manager certifiant son engagement envers le dispositif éthique et *compliance* pour son organisation. Le Directeur Éthique, *Compliance & Privacy* effectue une évaluation bilatérale des activités et des risques propres à chaque entité organisationnelle rattachée à une GBU en début d'année. Le rapport annuel consolidé qui résulte de ce processus est présenté au Comex du Groupe et au CEEDD.

Cette procédure de conformité s'intègre dans une procédure de contrôle plus globale. Celle-ci repose notamment sur les campagnes annuelles du contrôle interne qui évaluent le niveau de mise en œuvre des politiques éthiques, embargos et données personnelles. Elle s'appuie également sur les contrôles des politiques qui sont intégrées dans les campagnes d'audit interne.

Le Groupe est également engagé dans des processus d'audits externes de son dispositif éthique et *compliance*. Il a obtenu en 2015 la certification de son dispositif anti-corruption délivrée par le cabinet Mazars et par l'ADIT. En 2018, ENGIE a obtenu la certification ISO 37001 (systèmes de management anticorruption) d'ETHIC'Intelligence, un organisme de certification accrédité. Cette certification a été renouvelée en 2019 et en 2020 à la suite d'audits de surveillance. En 2021, ENGIE a lancé sa 2e campagne d'audit de certification ISO 37001 avec le concours de EuroCompliance, un organisme de certification accrédité. Le Groupe a ainsi reçu sa 2e certification ISO 37001 en 2021. Tous ces audits ont été effectués au niveau du Groupe et dans plusieurs entités opérationnelles représentatives des activités du Groupe.

3.9 Plan de vigilance

Conformément à la loi 2017 399 du 27 mars 2017, cette section présente de manière synthétique les grandes lignes du plan de vigilance du Groupe. Une version développée du plan de vigilance, de son compte rendu ainsi que les détails des politiques et actions sont disponibles sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures.

Ce plan regroupe l'ensemble des mesures mises en place par ENGIE SA pour prévenir les risques liés à ses activités et celles de ses filiales contrôlées. Il vise les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi qu'envers l'environnement. L'adhésion du Groupe aux standards internationaux est le socle minimal des engagements que le Groupe entend appliquer partout où il opère.

Ces démarches ainsi que le dispositif d'alerte commun sont déjà déployées depuis plusieurs années. Pleinement adossé sur l'organisation éthique, il bénéficie d'un pilotage, d'une gouvernance et d'un suivi dédiés.

3.9.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement

Le Groupe exerce sa vigilance au moyen de politiques couvrant l'ensemble des enjeux et des procédures d'identification et d'évaluation des risques. À partir de ces procédures, des objectifs et des dispositifs de suivi et d'évaluation de leur efficacité sont mis en place.

3.9.1.1 Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains

Les risques majeurs d'impacts négatifs sur les droits humains de tout individu liés aux activités du Groupe concernent les droits fondamentaux des travailleurs. Ils visent les risques suivants : le détail des risques est accessible via https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures.

Droits fondamentaux des employés

- Conditions de santé-sécurité
- Liberté d'association
- Non-discrimination
- Lutte contre le travail forcé
- Durée du travail
- Conditions d'hébergement des travailleurs
- Vie privée

Droit des communautés locales

- Santé des populations environnantes
- Conditions de vie des populations environnantes (nourriture, eau, logement, culture, accès aux ressources…) et au droit à un environnement sain
- Relogement des populations
- Lutte contre la répression des opposants au Groupe

Sous-traitance/ fournisseurs/ partenaires

- Conditions de travail et santé et sécurité des sous-traitants
- Approvisionnement en énergie
- Traçabilité et approvisionnement des matériaux utilisés pour les produits et services du Groupe
- Pratiques des partenaires commerciaux dans les projets

Conditions de sécurité des employés et des sites

- Pratiques des forces de sécurité privées ou publiques dans l'exercice de leur mission de sécurité, et en particulier pratiques relatives à l'usage de la force
- Conditions de sécurité des employés dans les pays à risques

La politique droits humains du Groupe, en place depuis 2014 et en évolution permanente, explicite les engagements du Groupe et prévoit des processus réguliers d'identification et de gestion des risques. Toutes les entités doivent notamment évaluer annuellement leurs activités au regard de leurs impacts sur les droits humains via une grille d'autodiagnostic dédiée (voir Section 3.8.2). Elles doivent également apprécier toute nouvelle activité commerciale via une grille dédiée visant à identifier les facteurs de risques propres à l'activité envisagée.

Les risques sont évalués selon le pays, l'activité, la présence de populations vulnérables, les produits/services utilisés, ou encore le type de relations commerciales. Certains partenaires (voir Section 3.9.2) font aussi l'objet de *due diligence* éthique incluant explicitement les droits humains.

En 2021, les entités de deux régions importantes, Amérique du Sud (SOUTHAM) et Asie - Moyen-Orient - Afrique (AMEA), ainsi que GEMS et Tractebel ont été évalués comme à risque en matière de droits humains, en raison des pays concernés ou du secteur d'activité. Les risques identifiés font l'objet au niveau opérationnel de plans d'actions spécifiques décrits sur le site internet mentionné ci-dessus. Une formation présentielle sur la démarche droits humains du Groupe a été développée en 2019 et cible des opérationnels et managers directement concernés par ce sujet. Un nouveau module *e-learning* sur les droits humains pour tous les collaborateurs a également été déployé depuis plusieurs années.

Le suivi de l'application de ces processus est intégré dans le rapport de conformité éthique (indicateurs quantitatifs) et dans le système de contrôle interne (voir Section 3.8.6).

Résultats 2021	634 collaborateurs formés aux droits humains en présentiel parmi lesquels 64% de fonctions opérationnelles, dont la moitié d'entre eux provient d'entités à risque, et 21 178 collaborateurs formés en *e-learning*.
Contrôle interne (Section 2.3)	71,2% des entités du Groupe ont évalué le déploiement du plan de vigilance à leur niveau comme effectif (1). 88,3% des entités qui ont évalué le déploiement de la politique droits humains ont considéré que le déploiement est effectif (1).
Rapport de conformité éthique	95% : Couverture de la fiche annuelle des risques droits humains. 100% : Nombre de *due diligence* (avec risque droits humains) sur les partenaires dans le cadre des comités d'investissement du Groupe.

(1) Niveau 4 maximal selon le référentiel de contrôle interne

3.9.1.2 Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité et à la sûreté des personnes

La cartographie des risques santé-sécurité des personnes intègre d'une part les risques d'atteinte à la santé-sécurité des personnes travaillant pour le Groupe, employés, intérimaires et sous-traitants, et d'autre part les risques liés aux installations industrielles du Groupe ou à celles que le Groupe maintient et/ou exploite pour le compte de clients, pouvant générer des risques pour les personnes travaillant pour le Groupe ou pour les riverains de ces installations industrielles.

Concernant les accidents graves et mortels, l'objectif du Groupe vise dans un ordre de priorité décroissante d'abord à éliminer l'exposition des personnes aux risques, puis à mettre en place des mesures de prévention collectives puis individuelles. Le dispositif de prévention mis en place par le Groupe comprend les mesures suivantes :

- respect par tous et en toutes circonstances des Règles Qui Sauvent ;
- identification et traitement des "HiPo", événements et situations à haut potentiel de gravité, précurseurs d'accidents graves ;
- arrêt des activités si les conditions de sécurité ne sont pas remplies (démarche "*Stop the work*") ;
- vigilance partagée consistant à veiller également à la sécurité des autres personnes ;
- analyse des risques de dernière minute à réaliser juste avant le début des activités pour prendre en compte les éventuelles modifications de l'environnement de travail (démarche "la minute qui sauve").

Par ailleurs, un plan d'actions spécialement destiné à prévenir les accidents graves et mortels liés à l'électricité a été déployé dans toutes les entités du Groupe. Les autres dispositions visant à prévenir les accidents graves et mortels sont décrites à la Section 3.4.8.2.4 "Maîtrise des risques santé-sécurité au travail".

Ces différentes dispositions doivent être mises en œuvre par les salariés du Groupe mais également par les salariés des entreprises sous-traitantes travaillant pour le compte du Groupe.

Le suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité est réalisé au travers de visites de sécurité et d'inspections réalisées par le management, d'audits internes ou de *peer reviews* (revues entre pairs).

Au-delà de ces actions spécifiques destinées à prévenir les accidents graves et mortels, le Groupe a procédé au lancement de son nouveau plan d'action santé-sécurité pour la période 2021-2025 structuré suivant trois axes :

- *No Life at Risk* (prévention des risques directement liés à la réalisation des activités) ;
- *No Mind at Risk* (prévention des risques liés au contexte d'exécution des activités) ;
- *No Asset at Risk* (prévention des risques liés aux process industriels).

Suite aux accidents mortels que le Groupe a connu en 2021, plusieurs actions spécifiques ont été mises en place :

- organisation d'un "*safety stand down*" avec l'ensemble des équipes pour échanger sur la sécurité au travail ;
- revues approfondies de la santé-sécurité sur certains sites de construction jugés à risque particulier ;
- renforcement des normes de sécurité, d'assurance qualité et de contrôle qualité ;
- évaluation par un prestataire spécialisé de la maturité et de l'organisation santé-sécurité du Groupe, qui permettra d'identifier les actions d'amélioration à mettre en place.

En matière de qualité de vie au travail, le Groupe a défini et diffusé ses "neuf engagements pour la qualité de vie au travail" à destination de ses collaborateurs.

Concernant la prévention de la Covid-19, les *guidelines* Groupe, générales et thématiques, ont été mises en œuvre dans l'ensemble des entités, accompagnées par une communication dédiée. La synthèse des dispositions mises en œuvre contre la Covid-19 est disponible à la Section 3.4.8.2.2 "Maîtrise des risques induits par la pandémie de la Covid-19".

Les autres dispositions destinées à assurer la santé-sécurité des personnes travaillant pour le Groupe sont présentées en Section 2.2.7.5 "Santé et sécurité au travail" ainsi qu'en Section 3.4.8 "Politique de santé-sécurité". Le détail des mesures est précisé sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/engagements/global-care.

Les dispositions mises en place par le Groupe permettant d'assurer la sûreté des personnes sont décrites en Section 2.2.7.4.

3.9.1.3 Prévenir et gérer les risques liés à l'environnement et au sociétal

D'un point de vue environnemental, le risque majeur pour le Groupe est le risque climatique, suivi des risques biodiversité, eau et pollution. Ces risques environnementaux globaux et locaux sont étudiés annuellement, au niveau du Groupe et au niveau local, afin d'établir une liste de sites "à risque". D'un point de vue sociétal, les risques analysés sont : l'impact des activités sur les communautés locales et leurs conséquences sociales.

La politique RSE du Groupe oriente la démarche de vigilance en matière environnementale et sociétale (voir Section 3.1.1). Les risques environnementaux et sociétaux sont analysés périodiquement à tous les niveaux de l'entreprise. Cette politique est déclinée au niveau de chaque GBU, filiale et site. Sa mise en œuvre est suivie au travers d'objectifs et de plans d'actions revus chaque année. Ce processus de revue permet de s'assurer de la bonne application de nos obligations en matière de vigilance environnementale et sociétale.

La politique environnementale intègre pleinement cette analyse de risque. La maîtrise de ses émissions de CO_2 est un enjeu majeur pour le Groupe, qui l'a conduit à mettre en place un plan d'action spécifique. Ce plan est complété par des objectifs extra-financiers et des engagements internationaux

tels que SBTi faisant l'objet d'un *reporting* détaillé dans le rapport intégré. La politique environnementale vise également à mettre en place des plans d'action pour éviter, réduire et, si besoin, compenser les impacts environnementaux des activités du Groupe.

La politique sociétale est centrée sur le *"stakeholders engagement"*. Sa mise en œuvre comprend une boite à outils, des programmes de formation et un centre d'expertise.

Par ailleurs, depuis 2021, le Groupe prend en compte neuf critères RSE pour ses grands projets d'investissement évalués par des analyses de risques et d'opportunités. Ces critères portent notamment sur les points suivants : la réduction des émissions GES, l'adaptation au changement climatique, la biodiversité, l'eau, la pollution, l'économie circulaire, l'éthique, la santé-sécurité, la concertation avec les parties prenantes, les achats durables. Ces critères sont détaillés sur le site internet https://www.engie.com/analystes-rse/gouvernance/devoir-de-vigilance-des-risques-environnementaux-et-societaux.

3.9.1.4 Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie

Les risques liés à l'approvisionnement en énergie du Groupe (biomasse, gaz, GNL, etc.), ont été identifiés comme un enjeu spécifique de vigilance pour le Groupe. Moyennant le respect des règles de *reporting* et de gouvernance du groupe, ils sont gérés directement par les entités responsables de ces achats qui identifient les risques spécifiques à chacune de ses activités par source d'énergie, et au niveau des pays et des fournisseurs d'énergie. Si nécessaire, des mesures d'atténuation sont incluses dans les contrats avec les fournisseurs concernés.

Une stratégie RSE a été formalisée pour répondre à ces enjeux, avec des plans d'actions spécifiques par source d'énergie.

La structure de gouvernance a été renforcée pour assurer que le devoir de vigilance soit inclus dans les processus de décision. L'approche d'évaluation des risques de la chaîne d'approvisionnement a été systématisée, sur la base de l'approche 3P *(People, Planet and Profit)*.

3.9.1.5 Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie

Le système de management des Achats du Groupe vise à encadrer et à réduire les risques liés aux achats. Il comprend :

- une Charte Achats qui précise les engagements et les exigences d'ENGIE vis-à-vis de ses fournisseurs ;
- une gouvernance achats qui en décrit les modalités de mise en œuvre à travers 12 règles clés. À ces règles s'ajoute, pour chaque entité, l'obligation de mener une analyse des risques éthiques. Cette analyse tient compte des métiers, des catégories et montants d'achat, des organisations et des projets. Elle encourage la rotation des acteurs de la fonction achats engagés dans la relation fournisseur ;
- des processus opérationnels traitant de la gestion des catégories d'achats, des panels fournisseurs et des étapes de l'achat et de l'approvisionnement ;
- un code de conduite de la relation avec les fournisseurs révisé en 2021 pour assurer la mise en œuvre des principes à travers la chaîne d'approvisionnement.

Les processus achats sont mis en œuvre à travers les étapes clés suivantes :

- l'évaluation des nouveaux fournisseurs préférentiels (niveau Groupe) et majeurs (niveau entité) ;
- l'analyse des risques et opportunités par catégories achats et par pays, réalisée à partir d'une matrice de risque élaborée en partenariat avec EcoVadis. Trois catégories d'achats sont considérées à hauts risques : ingénierie/installation clé en main, produits chimiques et batteries ;
- la mise en place de plan de gestion associé prenant en compte les critères de qualification des fournisseurs. Ces plans peuvent prévoir par exemple des audits, des dispositions contractuelles particulières pour limiter le risque, une clause éthique, etc. Un plan de réduction des risques est systématiquement mis en place pour les fournisseurs ayant une note EcoVadis inférieure à 45/100 ;
- la mesure de la performance délivrée par les fournisseurs et les plans d'amélioration associés ;
- la mise en place, en 2021, d'un plan d'action spécifique de vigilance approfondie pour identifier et gérer les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine. Les principales mesures d'identification et de gestion de ces risques sont présentées dans la Section 2.2.6.4.

La bonne mise en œuvre de ces processus est, quant à elle, vérifiée via le programme de contrôle interne INCOME (voir Section 2.3). Avec 28 contrôles différents, le référentiel INCOME PRO couvre l'ensemble des processus achats.

Enfin, le système de management des Achats est animé à travers un plan de formation continue de l'ensemble de la filière Achats. Des sessions présentielles et en vidéoconférence sont complétées par des modules en ligne via Ulearn, l'intranet de formation du Groupe. En 2021, environ 500 acheteurs ont suivi la formation "Éthique et relation fournisseurs" lors de sessions présentielles et en vidéoconférence. Trois modules de formations Ulearn étaient obligatoires pour l'ensemble de la fonction achat : Fraude et Corruption, tolérance zéro ; notre Groupe, notre Éthique et Droit de la concurrence.

3.9.2 Évaluation des tiers

En 2021, 100 % des partenaires des projets d'investissement Groupe ont fait l'objet de *due diligence* incluant une étude systématique sur les sujets "vigilance".

Par ailleurs, l'évaluation des nouveaux fournisseurs préférentiels et majeurs du Groupe via la *due diligence* est systématique (effectuée par les *Category Managers* et les *Chief Procurement Officers*) avant la contractualisation. Cette règle a été mise progressivement en place depuis 2019 sur notre panel de 1 600 fournisseurs récurrents. A ce jour, 995 ont fait l'objet d'une évaluation éthique par notre partenaire EcoVadis dont 591 en 2021 pour des nouveaux fournisseurs ou dans le cadre d'une réévaluation. Un plan d'action est mis en œuvre pour que l'ensemble du panel soit évalué.

De manière directe ou indirecte, 100% des *Ethics Officers* disposent d'un accès à un outil spécialisé dans les *due diligence*. À titre d'exemple, plus de 5 000 recherches de due diligence de premier niveau ont été effectuées par la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* en 2021 via nos outils de *due diligence*.

3.9.3 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements

Le mécanisme d'alerte est ouvert à tous les collaborateurs, permanents ou temporaires, et à toutes ses parties prenantes externes depuis janvier 2019. Un prestataire externe transmet le signalement anonyme à ENGIE pour son traitement (voir Section 3.8.4). En 2021, 187 alertes ont été reçues via le dispositif, dont 46 relèvent de sujets liés au devoir de vigilance. Le détail des alertes est présenté sur le site internet https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures. Elles concernent en synthèse :

Allégations d'harcèlement moral et sexuel	Relations interindividuelles entre les collaborateurs	Allégations de discrimination	Questions liées à l'environnement et au droit des communautés
29	9	7	1

Les allégations de discrimination et de harcèlement ont toutes été traitées en 2021 et des plans d'actions ainsi que des sanctions disciplinaires sont systématiquement pris lorsque les faits sont avérés.

3.9.4 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan

3.9.4.1 Un pilotage et suivi au plus haut niveau de l'entreprise

Le Groupe a mis en place un suivi et une coordination globale au plus haut niveau de l'entreprise pour répondre de manière effective aux objectifs de la loi. Le plan a été validé par le Comex du Groupe qui a confié à la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* (DECP) son pilotage, sous la responsabilité de la Secrétaire Générale. Un compte rendu de sa mise en œuvre effective du plan est présenté annuellement au CEEDD.

Un comité spécifique se charge de la mise en œuvre opérationnelle du plan. Il a pour mission de s'assurer de la diffusion du plan et de la facilité de la remontée d'informations. Les membres sont :

Département	DECP	RSE	Direction des Achats Groupe	*Global Care*	Contrôle interne	Risque
Régions	SOUTHAM	NORTHAM	France	Europe	AMEA	EQUANS

De plus, chaque entité doit s'assurer pour son périmètre du déploiement effectif du plan de vigilance. Le suivi de ces actions par les entités est intégré dans le rapport de conformité éthique annuel (voir Section 3.8.6).

3.9.4.2 L'association avec les parties prenantes

Le plan et les avancées de sa mise en œuvre sont présentés et discutés régulièrement avec les institutions représentatives du personnel. Cela a été mis en œuvre via les comités existants au niveau du Groupe, comme le Comité d'Entreprise Européen, le CEEDD et le Conseil d'Administration. Au niveau des entités, il leur est aussi demandé de présenter le plan de vigilance à leurs organisations représentatives du personnel.

En outre, depuis 2021, les risques sociétaux sont cartographiés au niveau des activités industrielles, des services et des projets en démantèlement au travers d'une démarche de dialogue avec les parties prenantes déployée dans les entités du Groupe. Cette démarche en six étapes (voir Section 3.6.1) permet la construction de plans d'actions sur mesure et leur suivi. Le détail de la méthodologie est précisé sur le site internet https://www.engie.com/analystes-rse/gouvernance/devoir-de-vigilance-des-risques-environnementaux-et-societaux.

3.9.5 Table de concordance devoir de vigilance

Catégories de risques visés par le Plan de Vigilance	Emplacement dans le DEU	Page
Les risques liés aux droits humains	Section 3.8.1 "Gouvernance éthique et *compliance*"	118
Les risques liés à la santé-sécurité et à la sûreté des personnes	Section 3.4.8.2 "Le dispositif de management santé-sécurité"	101
Les risques liés à l'environnement et au sociétal	Section 3.1.1 "Politique et gouvernance RSE"	70
Les risques liés à aux achats hors énergie	Section 3.7 "Achats, sous-traitance et fournisseurs"	115
Les quatre risques ci-dessus	Section 2.2 "Facteurs de risque"	41

Le détail des catégories de risques mentionnées ci-dessus est disponible sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures.

3.10 Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière

Exercice clos le 31 décembre 2021

Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière

A l'Assemblée Générale,

En notre qualité d'organisme tiers indépendant ("tierce partie"), accrédité par le COFRAC (Accréditation COFRAC Inspection, n°3-1681, portée disponible sur www.cofrac.fr) et membre du réseau de l'un des Commissaires aux comptes de votre société (ci-après "entité"), nous avons mené des travaux visant à formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur la conformité de la déclaration consolidée de performance extra-financière, pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (ci-après la "Déclaration") aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du Code de commerce et sur la sincérité des informations historiques (constatées ou extrapolées) fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du Code de commerce (ci-après les "Informations") préparées selon les procédures de l'entité (ci-après le "Référentiel"), présentées dans le rapport de gestion en application des dispositions des articles L. 225-102-1, R. 225-105 et R. 225-105-1 du Code de commerce.

Conclusion

Sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre, telles que décrites dans la partie "Nature et étendue des travaux", et des éléments que nous avons collectés, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que la déclaration consolidée de performance extra-financière est conforme aux dispositions réglementaires applicables et que les Informations, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Préparation de la déclaration de performance extra-financière

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont présentés dans la Déclaration.

Responsabilité de l'entité

Il appartient au Conseil d'Administration :

- de sélectionner ou d'établir des critères appropriés pour la préparation des Informations ;
- d'établir une Déclaration conforme aux dispositions légales et réglementaires, incluant une présentation du modèle d'affaires, une description des principaux risques extra-financiers, une présentation des politiques appliquées au regard de ces risques ainsi que les résultats de ces politiques, incluant des indicateurs clés de performance et par ailleurs les informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte);
- ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'il estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

La Déclaration a été établie en appliquant le Référentiel de l'entité tel que mentionné ci-avant.

Responsabilité de l'organisme tiers indépendant

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, de formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur :

- la conformité de la Déclaration aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du Code de commerce ;
- la sincérité des informations historiques (constatées ou extrapolées) fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du Code de commerce, à savoir les résultats des politiques, incluant des indicateurs clés de performance, et les actions, relatifs aux principaux risques.

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Il ne nous appartient pas de nous prononcer sur :

- le respect par l'entité des autres dispositions légales et réglementaires applicables (notamment en matière d'informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte), de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale) ;
- la sincérité des informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte) ;
- la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

Dispositions réglementaires et doctrine professionnelle applicable

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément aux dispositions des articles A. 225-1 et suivants du Code de commerce, à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention tenant lieu de programme de vérification et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée)[1].

(1) ISAE 3000 (révisée) - Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 822-11 du Code de commerce et le Code de déontologie de la profession. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences de douze personnes et se sont déroulés entre septembre 2021 et mars 2022 sur une durée totale d'intervention de trente semaines.

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos spécialistes en matière de développement durable et de responsabilité sociétale. Nous avons mené une dizaine d'entretiens avec les personnes responsables de la préparation de la Déclaration, représentant notamment les ressources humaines, la santé et sécurité et l'environnement.

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

Nous estimons que les procédures que nous avons menées en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée :

- nous avons pris connaissance de l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation et de l'exposé des principaux risques ;
- nous avons apprécié le caractère approprié du Référentiel au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa fiabilité, sa neutralité et son caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- nous avons vérifié que la Déclaration couvre chaque catégorie d'information prévue au III de l'article L. 225-102-1 en matière sociale et environnementale ainsi que de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ;
- nous avons vérifié que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R. 225-105 lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques et comprend, le cas échéant, une explication des raisons justifiant l'absence des informations requises par le 2e alinéa du III de l'article L. 225-102-1 ;
- nous avons vérifié que la Déclaration présente le modèle d'affaires et une description des principaux risques liés à l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par ses relations d'affaires, ses produits ou ses services ainsi que les politiques, les actions et les résultats, incluant des indicateurs clés de performance afférents aux principaux risques ;
- nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour :
  - apprécier le processus de sélection et de validation des principaux risques ainsi que la cohérence des résultats, incluant les indicateurs clés de performance retenus, au regard des principaux risques et politiques présentés, et
  - corroborer les informations qualitatives (actions et résultats) que nous avons considérées les plus importantes[1]. Pour certains risques ("Contribution au changement climatique", "Impact du changement climatique", "Biodiversité", "Diversité", "Corruption"), nos travaux ont été réalisés au niveau de l'entité consolidante, pour les autres risques, des travaux ont été menés au niveau de l'entité consolidante et dans une sélection d'entités ;
- nous avons vérifié que la Déclaration couvre le périmètre consolidé, à savoir l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation conformément à l'article L. 233-16 ;
- nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'entité et avons apprécié le processus de collecte visant à l'exhaustivité et à la sincérité des Informations ;
- pour les indicateurs clés de performance et les autres résultats quantitatifs que nous avons considérés les plus importants [2], nous avons mis en œuvre :
  - des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions ;
  - des tests de détail sur la base de sondages ou d'autres moyens de sélection, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher

(1) **Informations sociales :** *Les résultats de la politique de diversité du groupe et en faveur de l'emploi des jeunes*

Informations environnementales *: Le changement climatique (les postes significatifs d'émissions du fait de l'activité, les objectifs de réduction, mesures d'adaptation), la gestion de l'eau et des sites en situation de stress hydrique, la protection de la biodiversité*

Informations sociétales : *Les actions engagées pour prévenir la corruption*

(2) **Informations sociales :** *Effectif total, Effectif total - répartition par CSP, Proportion de femmes dans l'effectif, Proportion de femmes dans l'encadrement, Effectif total - répartition par type de contrat, Proportion d'alternants dans l'effectif, Effectif moyen mensuel, Effectif moyen en ETP, Proportion de salariés handicapés, Nombre d'embauches en CDI, Nombre d'embauches en CDD, Nombre d'entrées pour motif divers, Nombre de démissions, Nombre de licenciements dont ruptures conventionnelles, Nombre de départs en retraite ou préretraite, Nombre de divers sorties, Nombre de fins de CDD, Turnover, Turnover volontaire, Nombre de mobilités entre BU, Nombre de mobilités au sein d'une même BU, Nombre d'heures travaillées, Taux de collaborateurs formé, Nombre total d'heures de formation dont e-learning, Masse salariale – répartition par CSP, Taux de femmes cadres dirigeants*

Informations santé sécurité : *Nombre d'accidents mortels (collaborateurs), Nombre d'accidents de travail avec au moins un jour d'arrêt (collaborateurs), Nombre d'heures travaillées (collaborateurs), Taux de fréquence (collaborateurs), Taux de gravité selon le référentiel français (collaborateurs), Taux de gravité selon le référentiel OIT (collaborateurs), Nombre d'accidents de travail avec au moins un jour d'arrêt (intérimaires et sous-traitants en sites fermés), Nombre d'heures travaillées (intérimaires et sous-traitants en sites fermés), Taux de fréquence globale (collaborateurs et sous-traitants en sites fermés)*

Informations environnementales : *Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS, Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification ISO14001 (non EMAS), Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique), Renouvelable – Électricité et chaleur produites, Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation), Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation), Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz), Part des capacités électriques renouvelables, Émissions totales directes de GES scope 1, Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de "Scope 2"), Intensité carbone de la production d'énergie, Emissions de GES (scopes 1 et 3) liées à la production d'énergie, Eau douce (Prélèvement total et Rejet total), Eau non douce (Prélèvement total et Rejet total), Consommation d'eau totale (eau douce et non douce), Ratio de prélèvement d'eau douce par MWh de production d'énergie, Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues), Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Émissions de NOx, Émissions de SO2, Émissions de poussières*

les données des pièces justificatives. Ces travaux ont été menés auprès d'une sélection d'entités contributrices [1] et couvrent entre 3% et 73% des données consolidées sélectionnées pour ces tests (40% des effectifs, 48 % des accidents du travail collaborateurs, 30% des heures travaillées, et entre 3% et 73% des données environnementales) ;

- nous avons apprécié la cohérence d'ensemble de la Déclaration par rapport à notre connaissance de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation.

Les procédures mises en œuvre dans le cadre d'une mission d'assurance modérée sont moins étendues que celles requises pour une mission d'assurance raisonnable effectuée selon la doctrine professionnelle ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022

L'organisme tiers indépendant

EY & Associés

Alexis Gazzo

Associé, Développement Durable

(1) **Informations environnementales :** *Compagnie Nationale du Rhône (CNR), CN'AIR, Installations Cofely du Territoire Ouest-Nord, Filiales d'ENGIE de production et distribution d'énergie - Territoire Ouest-Nord, Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU), centrales de Valaxion, DK6 (Dunkerque), EEMS, Maxima, Rosignano, SPEM (Montoir), Vilvoorde, Tihange, Dinorwig, ENGIE Servizi, centrales de Termoélectrica Andina, Termica Red Dragon, Tocopilla (unité 16) et Inversiones Hornitos (ENGIE Energia Chile), centrales de Itá Energética, Ferrari et Salto Santiago (ENGIE Brasil Energia), centrale de Pelican Point, GRTgaz, site de stockage de Chémery, Bioz*

Informations sociales :

Audits réalisés au niveau des paliers de consolidation intermédiaires : Allemagne, Italie, Roumanie, Asie, Australie, Moyen-Orient, Amérique Latine, Tractebel

Audits réalisés au niveau des entités : INEO, ENGIE Services Chile, Cofely Services (Belgique), MCI, ENGIE Servizi, ENGIE Insight Services, Cofely Besix FM LLC (Emirats Arabes Unis), Munich Building Technologies Topco GmbH, Tractebel Engineering Pvt Ltd (Inde), GRDF, Electrabel – Nuke, Electrabel M&S Belgium, DGP, DCP, ENGIE Home Services

Informations santé sécurité :

Audits réalisés au niveau des paliers de consolidation intermédiaires : Energy Solutions

Audits réalisés au niveau des entités : ENGIE Soluções, ENGIE Services Chile, GRDF, Electrabel – Nuke, ENGIE Home Services, GRT

3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales

Exercice clos le 31 décembre 2021

A la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de Commissaires aux Comptes de la société ENGIE (ci-après "entité"), nous avons effectué un examen visant à nous permettre d'exprimer une assurance raisonnable sur les informations environnementales et sociales sélectionnées par ENGIE et identifiées par le signe □□ aux paragraphes 3.4 et 3.5 du Document d'enregistrement universel (ci-après "les Informations [(1)]") établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Conclusion

A notre avis, les Informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe □□ aux paragraphes 3.4 et 3.5 du Document d'enregistrement universel ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux référentiels utilisés par l'entité (ci-après les "Référentiels").

Préparation des Informations

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant aux Référentiels dont un résumé figure dans le document d'enregistrement universel dans la partie "Eléments méthodologiques" et "Note de méthodologie des indicateurs sociaux", disponibles sur demande au siège de l'entité auprès de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

Limites inhérentes à la préparation des Informations

Les Informations peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données externes utilisées. Certaines informations sont sensibles aux choix méthodologiques, hypothèses et/ou estimations retenues pour leur établissement et présentées au sein du Chapitre 3 du rapport de gestion groupe.

Responsabilité de l'entité

Ces Informations ont été préparées sous la responsabilité de la Direction générale d'ENGIE, conformément aux Référentiels pour le reporting des données sociales et environnementales, dont un résumé figure dans le document d'enregistrement universel dans la partie "Eléments méthodologiques" et "Note de méthodologie des indicateurs sociaux", disponibles sur demande au siège de l'entité auprès de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

Responsabilité des Commissaires aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'exprimer une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les Informations ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs conformément aux Référentiels. Les conclusions formulées ci-après portent sur ces seules Informations et non sur l'ensemble des paragraphes 3.4 et 3.5 du Document d'enregistrement universel.

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Dispositions réglementaires et doctrine professionnelle applicable

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée).

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le Code de déontologie de la profession ainsi que les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 du Code de commerce. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, des normes d'exercice professionnel et des textes légaux et réglementaires applicables.

(1) **Informations sociales et santé sécurité :** *Effectif total ; Effectif total - répartition par CSP ; Effectif total - Répartition par type de contrat ; Proportion de femmes dans l'effectif ; Proportion de femmes dans l'encadrement ; Taux de collaborateurs formé ; Nombre d'heures travaillées ; Nombre d'accidents de travail au sein du personnel avec au moins un jour d'arrêt, Taux de fréquence des accidents du travail au sein du personnel*

Informations environnementales : *Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) ; Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) ; Efficacité énergétique des centrales à combustible fossiles (inclus biomasse/biogaz) ; Renouvelable - Puissance nette installée (électrique et thermique) ; Renouvelable – Électricité et chaleur produites ; Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ; Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ; Émissions totales directes de GES - Scope 1 ; Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de "Scope 2"); Intensité carbone de la production d'énergie*

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

- Nous avons apprécié le caractère approprié des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- Nous avons vérifié la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations ;
- Nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens auprès des personnes concernées de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe afin d'analyser le déploiement et l'application des Référentiels ;
- Nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les Informations et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des Informations ;
- Nous avons testé les Informations au niveau d'un échantillon d'entités représentatives que nous avons sélectionnées [(1)] en fonction de leur activité, de leur contribution aux Informations consolidées, de leur implantation et d'une analyse de risque. Nous avons mené des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures, et mis en œuvre des tests de détail approfondis sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives. L'échantillon ainsi sélectionné représente entre 23% et 50% des indicateurs clés de performance et résultats sélectionnés pour ces tests.

Nous estimons que les méthodes d'échantillonnage et tailles d'échantillons que nous avons retenues en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance raisonnable. Du fait du recours à l'utilisation de techniques d'échantillonnages ainsi que des autres limites inhérentes au fonctionnement de tout système d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative sur les Informations ne peut être totalement éliminé.

Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les Informations.

Paris-La Défense le 4 mars 2022

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Patrick E. Suissa	Nadia Laadouli	Charles-Emmanuel Chosson	Guillaume Rouger
Associé	Associé	Associé	Associé

(1) **Informations environnementales :** *Compagnie Nationale du Rhône (CNR), CN'AIR, Installations Cofely du Territoire Ouest-Nord, Filiales d'ENGIE de production et distribution d'énergie - Territoire Ouest-Nord, Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU), centrales de Valaxion, DK6 (Dunkerque), EEMS, Maxima, Rosignano, SPEM (Montoir), Vilvoorde, Tihange, Dinorwig, ENGIE Servizi, centrales de Termoélectrica Andina, Termica Red Dragon, Tocopilla (unité 16) et Inversiones Hornitos (ENGIE Energia Chile), centrales de Itá Energética, Ferrari et Salto Santiago (ENGIE Brasil Energia), centrale de Pelican Point, GRTgaz, site de stockage de Chémery, Bioz*

Informations sociales :

Audits réalisés au niveau des paliers de consolidation intermédiaires : Allemagne, Italie, Roumanie, Asie, Australie, Moyen-Orient, Amérique Latine, Tractebel

Audits réalisés au niveau des entités : INEO, ENGIE Services Chile, Cofely Services (Belgique), MCI, ENGIE Servizi, ENGIE Insight Services, Cofely Besix FM LLC (Emirats Arabes Unis), Munich Building Technologies Topco GmbH, Tractebel Engineering Pvt Ltd (Inde), GRDF, Electrabel – Nuke, Electrabel M&S Belgium, DGP, DCP, ENGIE Home Services

Informations santé sécurité :

Audits réalisés au niveau des paliers de consolidation intermédiaires : Energy Solutions

Audits réalisés au niveau des entités : ENGIE Soluções, ENGIE Services Chile, GRDF, Electrabel – Nuke, ENGIE Home Services, GRTgaz

4

5

4.1 Organes d'administration 130

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration 130

4.1.2 Fonctionnement du Conseil d'Administration 150

4.2 Dialogue actionnarial 159

4.2.1 Dialogue du Président 159

4.2.2 Assemblée Générale du 21 avril 2022 – Composition du Conseil d'Administration 159

4.3 Direction Générale 160

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction 161

4.4.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux 161

4.4.2 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) 172

4.4.3 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance 173

4.4.4 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur 175

4.4.5 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2021 par ENGIE et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des actions ENGIE, aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés 177

4.4.6 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2021 177

4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 178

4.5.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales 178

4.5.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées 178

4.5.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction 178

4.5.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations 179

4.5.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales 181

4.5.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE 182

4.5.7 Mandats des Commissaires aux comptes 182

4.6 Code de gouvernement d'entreprise 182

4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 183

Les informations présentées dans ce chapitre forment le rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise établi conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 dernier alinéa du Code de commerce. Ce rapport a été préparé sur la base des délibérations du Conseil d'Administration. Il a été présenté aux comités du Conseil pour les parties relevant de leurs domaines d'activité et approuvé par le Conseil dans sa séance du 14 février 2022.

Il rend compte notamment de la composition du Conseil d'Administration, des conditions de préparation et d'organisation de ses travaux et des limitations apportées par le Conseil d'Administration aux pouvoirs de la Direction Générale. Il comprend également la politique de diversité au sein du Conseil. Ce rapport rappelle, à la Section 4.4 "Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction", les dispositions applicables, les principes et les règles arrêtés pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux. Les évolutions de la composition du Conseil d'Administration proposées à l'Assemblée Générale du 21 avril 2022 sont précisées à la Section 4.2.2.

4.1 Organes d'administration

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration

Selon les termes de l'article 13 des statuts de la Société et conformément aux dispositions des articles L. 225-17, L. 22-10-5 et L. 22-10-6 du Code de commerce, le Conseil d'Administration d'ENGIE est composé de 22 membres au plus dont trois Administrateurs représentant les salariés et un Administrateur représentant les salariés actionnaires.

La durée du mandat des Administrateurs est de quatre ans. Les mandats des Administrateurs viennent à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale réunie dans l'année au cours de laquelle expire le mandat, pour statuer sur les comptes de l'exercice écoulé.

L'Assemblée Générale du 20 mai 2021 a élu, en qualité d'Administratrices, Catherine MacGregor et Jacinthe Delage.

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 14 membres dont :

- sept Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes ;
- deux Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État français, en vertu de l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014, compte tenu de la participation de l'État français au capital ;
- une Administratrice représentante de l'État, nommée par arrêté, en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;
- trois Administrateurs élus représentant les salariés conformément aux dispositions des articles L. 22-10-6 et suivants du Code de commerce ; et
- une Administratrice représentant les salariés actionnaires conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-5 du Code de commerce, élue par l'Assemblée Générale des actionnaires.

Le Conseil d'Administration comprend six Administrateurs indépendants (voir Sections 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice", et 4.1.1.5 "Indépendance des Administrateurs en exercice"). Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 60%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

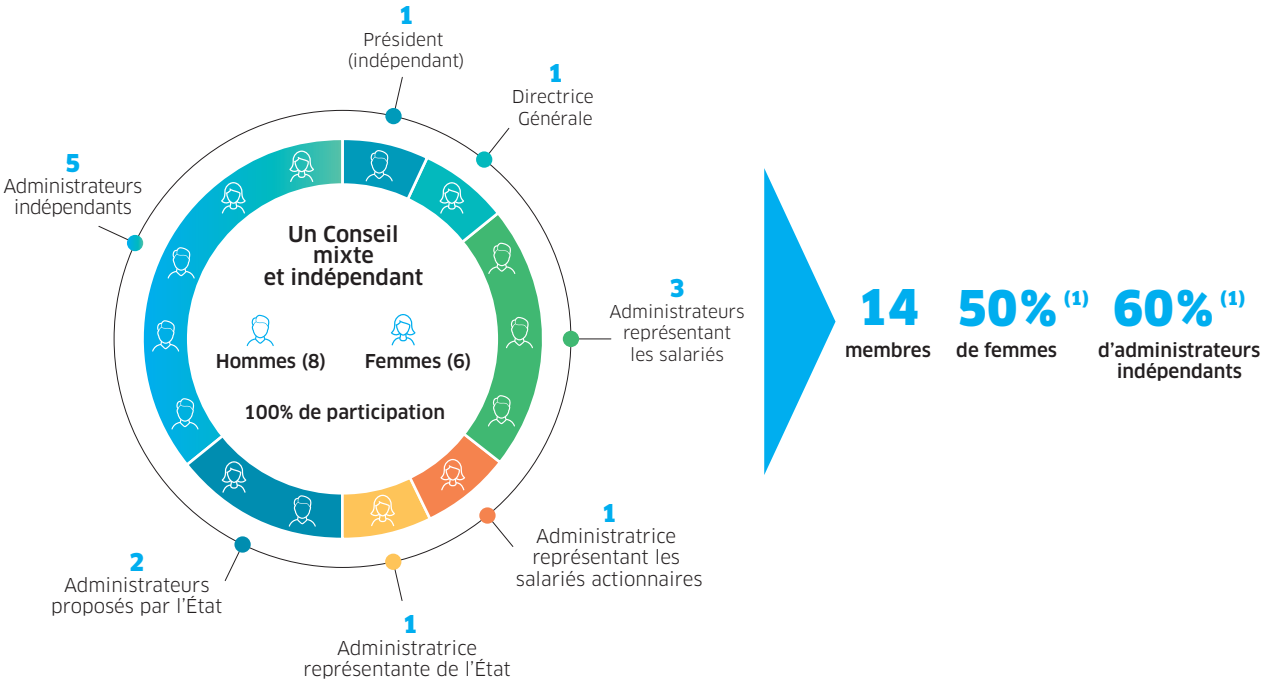
Lorsqu'un ou plusieurs sièges d'Administrateurs viennent à être vacants, et après s'être interrogé sur la taille du Conseil d'Administration, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (ci-après, le CNRG) définit, avec l'appui du Président du Conseil d'Administration, le profil recherché en ayant égard notamment à la politique de diversité (voir Section 4.1.1.7 "Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration") et en particulier à l'adéquation de la composition du Conseil par rapport aux activités du Groupe, à ses enjeux et ses orientations stratégiques.

Sur la base de ce profil, le Président du CNRG, avec l'appui du Président du Conseil, supervise le processus de recherche et de sélection des nouveaux Administrateurs indépendants, le cas échéant avec l'assistance d'un ou plusieurs cabinets de recrutement. Une *"long list"* puis une *"short list"* de candidats sont établies.

Des auditions de candidats interviennent en fin de processus en vue d'une recommandation au Conseil. Lors de ces entretiens, le CNRG s'assure notamment de l'indépendance, de la disponibilité et de la motivation du candidat pressenti et de son adhésion aux valeurs du Groupe.

Le remplacement des Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale dont le poste est devenu vacant en cours de mandat pour cause de décès ou de démission est soumis aux dispositions légales et réglementaires en vigueur, étant précisé que ces dispositions ne sont toutefois pas applicables en cas de vacances, pour quelque cause que ce soit, d'un siège d'Administrateur élu par les salariés et du siège de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

À la date du présent rapport, les principales caractéristiques de la composition du Conseil d'Administration sont les suivantes :



(1) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes et de la proportion d'indépendants au sein des Conseils d'Administration, conformément aux règles applicables du Code de commerce et du Code Afep-Medef, la loi prévoit que le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé

Changements intervenus dans la composition du Conseil d'Administration et des comités au cours de l'exercice

	Départ	Nomination	Renouvellement
Conseil d'Administration	Isabelle Bui (19/05/2021) Christophe Aubert (20/05/2021)	Stéphanie Besnier (19/05/2021) Jacinthe Delage (20/05/2021) Catherine MacGregor (20/05/2021)	-
Comité d'Audit	Isabelle Bui (19/05/2021) Christophe Aubert (20/05/2021)	Stéphanie Besnier (20/05/2021) Christophe Agogué (29/07/2021)	-
CSIT (1)	Isabelle Bui (19/05/2021)	Stéphanie Besnier (20/05/2021)	-
CNRG (2)	Isabelle Bui (19/05/2021)	Stéphanie Besnier (20/05/2021)	-
CEEDD (3)	Christophe Agogué (29/07/2021)	Jacinthe Delage (29/07/2021)	-

(1) Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
(2) Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance
(3) Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

4.1.1.1 Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-17 du Code de commerce qui instaure un principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'Administration, le Conseil d'Administration d'ENGIE comprend six femmes Administratrices sur 14.

Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des Conseils d'Administration, la loi prévoit que les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas pris en compte.

Ainsi, le Conseil d'Administration d'ENGIE comprenant trois Administrateurs représentant les salariés et une Administratrice représentant les salariés actionnaires, l'appréciation est faite sur une base de 10 Administrateurs dont cinq sont des femmes, soit 50% de femmes.

ENGIE veille également à la diversité et l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 14 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, britannique, canadienne et française). Il est renvoyé à la Section 4.1.1.7 sur la politique de diversité au sein du Conseil d'Administration.

Présentation synthétique du Conseil d'Administration

Prénom, nom, sexe [1] et âge		Nationalité	Nombre d'actions ENGIE détenues [2]	Nb de mandats dans d'autres sociétés cotées (hors ENGIE)	Adminis-trateur indé-pendant	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au Conseil [3]	Participation à des comités du Conseil [4]
Jean-Pierre Clamadieu H, 63 ans			50 000	2	✓	18/05/2018	2022	3	Pdt du CSIT CNRG [5]
Catherine MacGregor F, 49 ans			30 000	0	✗	20/05/2021	2025	0	CNRG [5] CSIT [5] CEEDD [5]
Fabrice Brégier H, 60 ans			500	1	✓	03/05/2016	2024	5	CNRG
Françoise Malrieu F, 76 ans			3 000	0	✓	02/05/2011	2023	10	Pdte du CNRG Comité d'Audit CEEDD
Ross McInnes H, 67 ans			500	2	✓	18/05/2018	2022	3	Pdt du CEEDD CSIT Comité d'Audit
Marie-José Nadeau F, 68 ans			1 000	0	✓	28/04/2015	2023	6	Pdte du Comité d'Audit CSIT
Lord Peter Ricketts of Shortlands H, 69 ans			750	0	✓	03/05/2016 [6]	2024	5	CNRG
Stéphanie Besnier F, 44 ans			0	2	✗	19/05/2021	2025	0	Comité d'Audit CSIT CNRG
Patrice Durand H, 68 ans			1 500	0	✗	14/12/2016	2023	5	CSIT
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière F, 53 ans			500	1	✗	28/04/2015	2023	6	CEEDD
Christophe Agogué H, 60 ans			125	0	NA [7]	18/05/2018	2022	3	Comité d'Audit
Alain Beullier H, 57 ans			51	0	NA [7]	21/01/2009	2022	13	CNRG
Philippe Lepage H, 57 ans			287	0	NA [7]	28/04/2014	2022	7	CSIT
Jacinthe Delage F, 45 ans			725	0	NA [7]	20/05/2021	2025	0	CEEDD

(1) Femme (F), Homme (H)
(2) Sont dispensés d'être propriétaire d'actions de la Société, les Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, l'Administrateur représentant de l'État et les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (voir Section 4.1.2.1 "Présidence et organisation")
(3) En années échues
(4) CSIT : Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
CNRG : Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance
CEEDD : Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable
(5) Assiste à ce(s) comité(s) sans en être membre
(6) Avec prise d'effet au 1er août 2016
(7) Conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants (voir Section 4.1.1.5)

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale (7)



JEAN-PIERRE CLAMADIEU

Président du Conseil d'Administration

Président du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 63 ans
Nationalité : française
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 50 000 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Jean-Pierre Clamadieu est diplômé de l'École nationale supérieure des mines de Paris et ingénieur du Corps des mines. Il débute sa carrière au sein de l'administration française, travaillant en particulier pour le ministère de l'Industrie, ainsi que comme conseiller technique du ministre du Travail. En 1993, il rejoint le Groupe Rhône-Poulenc et occupe plusieurs postes de direction. En 2003, il est nommé Directeur Général, puis en 2008 Président-Directeur Général du Groupe Rhodia. En septembre 2011, suite à l'opération de rapprochement entre les groupes Rhodia et Solvay, Jean-Pierre Clamadieu est nommé Vice-Président du Comité Exécutif de Solvay. De mai 2012 à fin février 2019, Jean-Pierre Clamadieu était Président du Comité Exécutif et CEO de Solvay. Le 18 mai 2018, il a été nommé Administrateur et Président du Conseil d'Administration d'ENGIE. Le 8 octobre 2020, il a également été nommé Président du Conseil d'Administration de la Fondation ENGIE.

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administrateur indépendant référent d'AXA (1)
- Administrateur d'Airbus (1)
- Président du Conseil d'Administration de l'Opéra national de Paris
- Administrateur de France Industrie
- Membre de l'*European Round Table for Industry*
- Membre du Comité Directeur de l'Institut Montaigne
- Président de la Chambre de Commerce du Brésil en France

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administrateur et CEO de Solvay (Belgique) (1)
- Administrateur de Faurecia (1)
- Administrateur du Conseil international des associations de la chimie (ICCA)
- Président du Conseil des chefs d'entreprise France-Brésil du Medef International
- *Vice Chairman* du Comité Exécutif du *World Business Council for Sustainable Development* (Suisse)

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Direction Générale
- Secteur industrie

(1) Société cotée



CATHERINE MACGREGOR

Administratrice

Directrice Générale

Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance,

Assiste sans être membre au Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Assiste sans être membre au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

Âge : 49 ans
Nationalité : française
Première nomination : 20 mai 2021
Échéance du mandat : 2025
Actions détenues : 30 000 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Catherine MacGregor a rejoint le groupe ENGIE le 1er janvier 2021 en qualité de Directrice Générale, après avoir effectué toute sa carrière dans le secteur de l'énergie. Catherine MacGregor est diplômée de l'École Centrale de Paris (CentraleSupélec).

De 2019 à 2020, elle a travaillé pour TechnipFMC, où sa mission a consisté à préparer la mise en bourse de Technip Energies, hébergeant les activités d'ingénierie, en tant que responsable de l'entité et membre du comité exécutif de TechnipFMC.

Auparavant, Catherine MacGregor a travaillé 23 ans chez Schlumberger, premier fournisseur mondial de technologies pour la caractérisation, le forage, la production et le traitement des réservoirs pour l'industrie pétrolière et gazière. Elle y a occupé des postes variés dans différentes zones géographiques (République du Congo, Ecosse, États-Unis, etc.) : de chef de divisions opérationnelles (Caractérisation des réservoirs, Forage et mesure, etc.) à la tête de la division régionale Europe et Afrique. Le 8 octobre 2020, elle a été nommée administratrice de la Fondation d'ENGIE.

Principales activités exercées hors de la Société

Néant

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Membre à titre consultatif du Conseil d'Administration de *Toulouse School of Economics*
- Administratrice de l'AFEP
- Membre du Comité Executif du *World Business Council for Sustainable Development* (Suisse)
- Administratrice et membre du bureau de l'Entreprises pour l'Environnement

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de l'École Centrale Supelec (2015-2019)

Compétences clefs

- Direction Générale
- Secteur industrie
- Secteur de l'énergie



FABRICE BRÉGIER

Administrateur

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 60 ans
Nationalité : française
Première nomination : 3 mai 2016
Échéance du mandat : 2024
Actions détenues : 500 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Ancien élève de l'École polytechnique, ingénieur en chef du Corps des mines, Fabrice Brégier a débuté sa carrière à la Direction régionale de l'industrie et de la recherche (DRIRE) de la région Alsace au ministère du Redéploiement industriel et du Commerce extérieur avant d'être nommé Sous-Directeur des affaires économiques, internationales et financières à la Direction Générale de l'Alimentation du ministère de l'Agriculture en 1989. Après plusieurs nominations de Conseiller auprès de différents ministres, Fabrice Brégier rejoint Matra Défense en 1993 où il sera successivement Président de *joint-ventures* franco-allemandes puis Directeur des Activités de Tir à Distance de Sécurité au sein de Matra BAe Dynamics. En 1998, il devient CEO de Matra BAe Dynamics, avant d'être nommé en 2001 CEO de MBDA, société européenne *leader* des systèmes de missiles. Il rejoint Eurocopter début 2003 dont il devient le Président et CEO en avril. Il est nommé en 2005 Directeur de la division Eurocopter et membre du Comité Exécutif d'EADS puis en 2006 Chief Operating Officer d'Airbus et membre du Comité Exécutif d'EADS. De 2012 à 2018, Fabrice Brégier est Président et CEO d'Airbus. En septembre 2018, il devient Président de Palantir Technologies France, société *leader* du Big Data.

Principales activités exercées hors de la Société

Président de Palantir Technologies France

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président de Palantir Technologies France
- Administrateur de KK Wind Solutions
- Administrateur et membre du comité des Nominations et des Rémunérations de SCOR (1)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Chief Operating Officer d'Airbus (1) et Président d'Airbus Commercial Aircraft

Compétences clefs

- Direction Générale
- Digital, innovation, nouvelles technologies
- Secteur industrie

(1) Société cotée



FRANCOISE MALRIEU

Administratrice

Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Membre du Comité d'Audit

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Âge : 76 ans
Nationalité : française
Première nomination : 2 mai 2011
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 3 000 actions
Adresse professionnelle :
19, avenue Léopold-II –
Paris 16e

Françoise Malrieu est une experte de la finance et de la gouvernance. Diplômée des Hautes Études Commerciales, elle commence en 1969 sa carrière au département d'analyse financière de la BNP dont elle prend ultérieurement la direction. Elle rejoint Lazard Frères en 1987 dont elle anime le département de fusions-acquisitions. En tant que Gérant puis Associé-Gérant, elle participe à de nombreuses opérations, en particulier aux programmes de privatisations. En 2001, elle rejoint Deutsche Bank, en tant que Managing Director responsable de l'activité de finance d'entreprises. Elle cesse son activité bancaire en 2010. Ayant mis depuis plusieurs années son expertise et sa connaissance des entreprises au service de la gouvernance, elle participe dès lors activement à la réflexion et à l'élaboration des meilleures pratiques de place. Membre d'instances dirigeantes de plusieurs associations, elle contribue à la mise en œuvre de projets à impact social entre les entreprises et le monde associatif.

Principales activités exercées hors de la Société

Administratrice de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice du Groupe La Poste
- Administratrice de Lazard Frères Banque

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Membre du Conseil de Surveillance d'Oberthur Technologies
- Membre du Conseil de Surveillance de Bayard Presse SA

Compétences clefs

- Finance
- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- RSE



ROSS MCINNES

Administrateur

Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Membre du Comité d'Audit

Âge : 67 ans
Nationalité : française et australienne
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 500 actions
Adresse professionnelle :
SAFRAN –
2, boulevard du Général-Martial-Valin –
Paris 15e

Diplômé de l'Université d'Oxford, Ross McInnes débute sa carrière en 1977 au sein de Kleinwort Benson, à Londres puis à Rio de Janeiro. En 1980, il rejoint la Continental Bank (devenue Bank of America) au sein de laquelle il occupe successivement plusieurs postes dans les activités de *corporate finance,* à Chicago puis à Paris. En 1989, Ross McInnes rejoint Eridania Beghin-Say, dont il est nommé Directeur Financier en 1991, puis membre du Conseil d'Administration en 1999. L'année suivante, Ross McInnes rejoint Thomson-CSF (devenu Thales) en tant que Directeur Général Adjoint et Directeur Financier et accompagne la transformation du Groupe jusqu'en 2005. Il intègre alors le Groupe PPR (devenu Kering) comme Directeur Général, Finances et Stratégie, puis rejoint en 2006 le Conseil de Surveillance de Générale de Santé. Il assure la présidence du Directoire de Générale de Santé de manière intérimaire de mars à juin 2007. Il occupe aussi les fonctions de Vice Chairman de Macquarie Capital Europe, spécialisé notamment dans les investissements en infrastructures. En mars 2009, Ross McInnes intègre Safran et devient Directeur Général Adjoint, Affaires économiques et financières au mois de juin suivant. Il a été membre du Directoire de Safran de juillet 2009 à avril 2011, puis Directeur Général Délégué jusqu'en avril 2015. Le 23 avril 2015, il devient Président du Conseil d'Administration de Safran. Par ailleurs, Ross McInnes est depuis février 2015 Représentant Spécial pour les relations économiques avec l'Australie, nommé par le ministre des Affaires étrangères et du Développement international dans le cadre de la diplomatie économique française. De novembre 2016 à novembre 2019, il est membre du Haut Comité de gouvernement d'entreprise. En février 2017, il rejoint SICOM, l'associé commandité de VIVESCIA Industries, en qualité de "personne qualifiée". En octobre 2017, Ross McInnes est nommé, par le Premier ministre, co-Président du Comité "Action Publique 2022", chargé de proposer des pistes de réformes sur les politiques publiques ; mission achevée depuis lors. Depuis janvier 2018, Ross McInnes est *Trustee* et *Director* de la Fondation IFRS. En octobre 2018, le Premier ministre lui confie la mission de promouvoir la France en direction des entreprises britanniques ou étrangères du secteur non financier implantées au Royaume-Uni. Ross McInnes est par ailleurs Administrateur d'Eutelsat Communications (1).

Principales activités exercées hors de la Société

Président du Conseil d'Administration de Safran (1)

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président du Conseil d'Administration de Safran (1)
- Administrateur d'Eutelsat Communications (1)
- *Trustee* et *Director* de la Fondation IFRS

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administrateur de Lectra (1),
- Administrateur de Faurecia (1),
- Administrateur d'IMI Plc (1) (Grande-Bretagne)

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Finance
- Secteur industrie

(1) Société cotée



MARIE-JOSÉ NADEAU

Administratrice

Présidente du Comité d'Audit

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Âge : 68 ans
Nationalité : canadienne
Première nomination : 28 avril 2015
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 1 000 actions
Adresse professionnelle :
300, avenue des Sommets, App. 1102
Verdun (Québec) – H3E 2B7 (Canada)

Marie-José Nadeau est experte du secteur de l'énergie. Elle est Présidente honoraire du Conseil mondial de l'énergie, une organisation internationale dont elle a présidé le Conseil de 2013 à 2016, après y avoir siégé comme administratrice pendant quinze ans.

Avocate de formation et titulaire d'une maîtrise en droit public de l'Université d'Ottawa, elle a exercé des fonctions stratégiques au sein des gouvernements du Canada et du Québec, avant de rejoindre la direction d'Hydro-Québec (Canada) en qualité de Secrétaire Générale et de Vice-Présidente Exécutive – Affaires corporatives.

Elle siège aux conseils d'administration de TRANSMOUNTAIN Corporation, une société canadienne qui exploite et développe un important réseau de pipelines dans l'Ouest du Canada et des États-Unis, et du *Electric Power Research Institute* (États-Unis), une organisation internationale de R&D dans des technologies innovantes liées aux secteurs de l'électricité et de l'environnement.

En 2009, le Barreau du Québec lui a remis la distinction *Advocatus Emeritus* pour sa contribution à la profession juridique. En 2016, elle a été reçue membre de l'Ordre du Canada en reconnaissance de son engagement dans les domaines de l'éducation et de l'environnement.

Principales activités exercées hors de la Société

Administratrice de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice de TRANSMOUNTAIN Corporation (Canada)
- Administratrice du *Electric Power Research Institute* (États-Unis)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Présidente du Conseil mondial de l'énergie (Royaume-Uni)
- Secrétaire Générale et Vice-Présidente Exécutive – Affaires corporatives de Hydro-Québec (Canada)
- Administratrice de l'Orchestre symphonique de Montréal, et de *Churchill Falls and Labrador Corporation Limited* (Canada)
- Présidente du *Advisory Council du Electric Power Research Institute* (États-Unis)
- Administratrice de Metro Inc. (1) (Canada)

Compétences clefs

- Secteur de l'énergie
- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Direction Générale

(1) Société cotée



LORD PETER RICKETTS OF SHORTLANDS

Administrateur

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 69 ans
Nationalité : anglaise
Première nomination : 3 mai 2016
Échéance du mandat : 2024
Actions détenues : 750 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Diplômé de l'Université d'Oxford et Master of Arts de littérature anglaise du Pembroke College, Honorary DLC de l'Université du Kent et Honorary LLD de l'Université de Bath, Lord Peter Ricketts of Shortlands a débuté sa carrière en 1974 au *Foreign and Commonwealth Office* (FCO). Il a été affecté en 1975 comme Attaché politique à Singapour ; il a ensuite été en poste auprès de la délégation du Royaume-Uni à l'OTAN à Bruxelles avant de rejoindre le FCO, où il exerce les fonctions de Directeur Adjoint du cabinet de Sir Geoffrey Howe, ministre des Affaires étrangères en 1983, de premier secrétaire d'Ambassade à Washington (États-Unis) en 1985, de Chef de division à Hong Kong en 1990, de Conseiller aux affaires européennes et économiques à l'Ambassade en France en 1995 et de Directeur Politique Adjoint en 1997. Il est nommé en 2000 Président du *Joint Intelligence Committee* puis en 2001 Directeur Politique du FCO. De 2003 à 2006, il est représentant permanent du Royaume-Uni à l'OTAN. Il devient en 2006 Secrétaire Général du FCO, puis en 2010 Conseiller pour la sécurité nationale au Royaume-Uni. Enfin, de 2012 à janvier 2016, il a été Ambassadeur du Royaume-Uni en France et à Monaco. En octobre 2016, il est nommé à la *House of Lords*.

Principales activités exercées hors de la Société

Président du *Franco-British Council*
Membre de la *House of Lords*, Londres (Royaume-Uni)
Vice-Président, *Royal United Services Institute*, Londres (Royaume-Uni)
Membre de la *Royal Academy* (Royaume-Uni)

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Conseiller stratégique de Lockheed Martin (Royaume-Uni)

Compétences clefs

- Enjeux géostratégiques
- Secteur public
- Dialogue social / ressources humaines

Administrateur représentant de l'État, nommé par arrêté (1)

Administrateur du secteur public



STEPHANIE BESNIER

Administratrice représentante de l'État, nommée par arrêté

Membre du Comité d'Audit

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 44 ans
Nationalité : française
Première nomination : 19 mai 2021
Échéance du mandat : 2025
Actions détenues : 0 action
Adresse professionnelle :
Agence des Participations de l'État
139, rue de Bercy 75572 –
Paris Cedex 12

Titulaire d'un diplôme d'études approfondies (DEA) d'Analyse et Politique Economique, ancienne élève de l'Ecole Polytechnique (1997), diplômée de l'Ecole nationale des ponts et chaussées, Stéphanie Besnier débute son parcours professionnel en 2001 en tant qu'analyste chez BNP Paribas Londres, puis en 2003 à la direction du Trésor (ministère de l'économie et des finances) comme adjointe au chef du bureau Affaires multilatérales, en charge des pays d'Amérique latine. En 2004, elle est chargée d'affaires entreprises du secteur ferroviaire à l'Agence des Participations de l'État. Elle rejoint, en 2007, la *holding* d'investissement Wendel comme chargée d'affaires, puis directrice d'investissement (2010), directrice (2014) et directrice senior (2016). En 2018, elle est nommée directrice associée, co-responsable de l'activité d'investissement en Europe et en charge des investissements *venture* et *late stage*.
Depuis le 1er mai 2021, elle est Directrice Générale Adjointe de l'Agence des participations de l'État.

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice Générale Adjointe de l'APE

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice de SAFRAN (1) en qualité de représentante de l'État
- Administratrice d'ORANGE (1) en qualité de représentante de l'État

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de Bureau Veritas (1)
- Administratrice de IHS Towers

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Secteur public
- Finance

(1) Société cotée

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État (2)



PATRICE DURAND

Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Âge : 68 ans
Nationalité : française
Première nomination : 14 décembre 2016
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 1 500 actions
Adresse professionnelle :
22, avenue Théophile-Gautier – Paris 16e

Diplômé de l'École polytechnique et de l'École nationale d'administration, Patrice Durand débute sa carrière en 1978 en tant que sous-préfet, Directeur de cabinet du préfet de l'Eure-et-Loir, puis de la région Haute-Normandie en 1979. De 1981 à 1994, il occupe successivement les fonctions de chargé de mission à la Direction Générale de l'Administration au ministère de l'Intérieur, Secrétaire Général Adjoint puis Secrétaire Général du Club de Paris ; chef du bureau Énergie, transports, mines et Secrétaire du Fonds de développement économique et social, chef du bureau Biens d'équipement et autres participations et Sous-Directeur des Participations à la Direction du Trésor. Il devient en 1994 Directeur Général Adjoint puis en 1995 Directeur Général Délégué chargé des affaires économiques et financières d'Air France. À partir de 1999, il est membre du Comité Exécutif en charge notamment des finances de la Direction Centrale des Risques, de l'Inspection générale, des Affaires juridiques, de la Gestion d'actifs, de l'Informatique et des Traitements avant de devenir en 2002 Directeur Général Délégué du Groupe du Crédit Lyonnais. En 2003, il est également nommé Directeur du Fonctionnement et de la Logistique et membre du Comité Exécutif de Crédit Agricole SA. En 2005, il rejoint le Groupe Thales en tant que Directeur Général Adjoint Finances et Administration. De 2012 à 2015, il est Directeur Général Adjoint Finances et Opérations du Groupe Ingenico. Depuis 2016, il est Administrateur de sociétés françaises et étrangères.

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Membre du Conseil de surveillance de *Global Collect Services BV* et de *GCS Holding BV* (Pays-Bas)
- Administrateur de *Ingenico Holding Asie* (Hong Kong) et *Fujian Landi Commercial Equipment Co. Ltd* (Chine)

Compétences clefs

- Finance
- Secteur industrie
- Secteur des services



MARI-NOËLLE JÉGO-LAVEISSIÈRE

Administratrice élue par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Âge : 53 ans
Nationalité : française
Première nomination : 28 avril 2015
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 500 actions
Adresse professionnelle :
ORANGE - 111, quai du Président-Roosevelt - 92130 Issy les Moulineaux

Diplômée de l'École Normale Supérieure, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière est également ingénieur du Corps des mines. Elle a débuté sa carrière en 1996, à la Direction Régionale Paris, Département Réseau de Distribution de France Télécom. Elle occupe ensuite diverses fonctions de direction au sein du groupe dénommé Orange depuis le 1er juillet 2013, notamment dans les activités Marketing, Recherche et Développement, et Réseaux internationaux et Entreprise. Directrice Exécutive Innovation, Marketing et Technologies et membre du Comité Exécutif du groupe Orange depuis mars 2014, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, a été nommée, le 2 mai 2018, Directrice Générale Adjointe du groupe Orange, en charge de l'entité Technology and Global Innovation.

Depuis le 1er septembre 2020, elle est Directrice Générale Adjointe d'Orange en charge de la région Europe (hors France).

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice Générale Adjointe d'Orange en charge de la région Europe (hors France)

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Directrice Générale Adjointe du groupe Orange (1) en charge de la région Europe (hors France)
- Administratrice de Valéo (1)
- Administratrice de NoWCP
- Administratrice d'Orange Roumanie (Roumanie), Orange Pologne, Orange Belgium, Orange Spain, Orange Bank

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de l'Agence Nationale des Fréquences (ANFR),
- Administratrice de Soft@Home,
- Administratrice de Viaccess

Compétences clefs

- Digital, innovation, nouvelles technologies
- Secteur des services
- RSE

(1) Société cotée

Administrateurs élus représentant les salariés (3)



CHRISTOPHE AGOGUÉ

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération des industries électriques et gazières – CFE-Énergies

Membre du Comité d'Audit

Âge : 60 ans
Nationalité : française
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 125 actions
Adresse professionnelle :
GRDF – 6, rue Condorcet – Paris 9e

Christophe Agogué est diplômé des Hautes Études Commerciales avec une spécialisation financière. Il rentre en 1986 à EDF où il est chargé des négociations avec la COGEMA dans le domaine du retraitement du combustible usé. Après un passage en cabinet de direction, il est plus spécialement chargé de la gestion puis membre du Directoire de la filiale Nersa en charge du réacteur Superphénix. En 2001, il rejoint Gaz de France où il anime le département en charge des immobilisations, et participe aux opérations de rachat du réseau de transport à l'État et aux premières réflexions sur la régulation des activités d'infrastructure. Ayant rejoint GRDF depuis sa création, il travaille à la construction de plusieurs tarifs d'acheminement. Il occupe des fonctions syndicales pour le compte de la CFE-Énergies à partir de 2009. Il sera notamment représentant syndical au Comité Central d'Entreprise de GRDF et au Comité Groupe France d'ENGIE, et Secrétaire de son Comité d'Établissement.

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié de GRDF (1) à la Direction Économie Régulation
Auteur d'essais, romans et pièces de théâtre

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Administrateur d'ENGIE Rassembleurs d'Énergies (1)

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- Finance
- Dialogue social / ressources humaines
- Secteur de l'énergie

(1) Groupe ENGIE



ALAIN BEULLIER

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération chimie énergie – CFDT

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 57 ans
Nationalité : française
Première nomination : 21 janvier 2009
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 51 actions
Adresse professionnelle :
ELENGY – Zone portuaire, BP 35 – Montoir-de-Bretagne (44550)

Recruté en 1984, Alain Beullier a exercé différentes activités en service clientèle et de conseiller commercial dans plusieurs centres d'EDF GDF Services en région parisienne. Actuellement salarié d'Elengy chargé de la veille réglementaire environnementale, il a été nommé Administrateur représentant des salariés pour le collège "autres salariés", par suffrage des salariés le 18 décembre 2008 et réélu le 14 mars 2014 et le 15 mars 2018. Alain Beullier est titulaire du Certificat d'Administrateur de sociétés délivré par Sciences-Po *Executive Education* et l'Institut français des administrateurs, promotion 2016.

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié d'Elengy (1) en charge de la veille réglementaire environnementale

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- RSE
- Secteur de l'énergie
- Dialogue social / ressources humaines

(1) Groupe ENGIE



PHILIPPE LEPAGE

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération nationale des Mines et de l'Énergie – CGT

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Âge : 57 ans
Nationalité : française
Première nomination : 28 avril 2014
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 287 actions
Adresse professionnelle :
ELENGY – Zone portuaire, BP 35 - Montoir-de-Bretagne (44550)

Recruté en 1982, Philippe Lepage a exercé d'octobre 1982 à juillet 2002 la fonction de Technicien de maintenance courant fort, de juillet 2002 à janvier 2009 la fonction de Tableautiste et depuis janvier 2009 la fonction d'Assistant chef de quart au terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne. Philippe Lepage a été nommé Administrateur représentant des salariés pour le collège "autres salariés", par suffrage des salariés le 14 mars 2014 et réélu le 15 mars 2018.

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié d'Elengy (1) attaché au Secrétariat Général

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Administrateur représentant les salariés d'Elengy (1) élu par suffrage des salariés le 25 mai 2009, réélu le 14 octobre 2014 et le 8 février 2021

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Membre de l'Association Française du Gaz, représentant des salariés pour la CGT au Comité de Dialogue Sectoriel Gaz de la Commission européenne, membre du bureau du Comité Stratégique de Filière des "Nouveaux Systèmes Énergétiques" et du Groupe de Travail Compétences

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- Digital, innovation, nouvelles technologies
- Secteur de l'énergie
- Environnement réglementaire

(1) Groupe ENGIE

Administratrice représentant les salariés actionnaires, élue par l'Assemblée Générale (1)



JACINTHE DELAGE

Administratrice représentant les salariés actionnaires, élue par l'Assemblée Générale, sur proposition du FCPE Link France et parrainée par l'Association des Actionnaires Salariés et Anciens Salariés du Groupe (AG2S)

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Âge : 45 ans
Nationalité : française
Première nomination : 20 mai 2021
Échéance du mandat : 2025
Actions détenues : 725 actions et 1 100 droits à actions sur différents plans d'action gratuite
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Diplômée de plusieurs troisièmes cycles juridiques en droit économique et droit de l'environnement, titulaire d'un certificat d'Administratrice délivré par l'ESSEC, après avoir travaillé dans des entreprises telles que Novergie et Neuf Cegetel comme juriste, Jacinthe Delage intègre ENGIE Cofely en avril 2007 au sein de la région sud-ouest puis évolue dans la fonction juridique du Groupe de février 2009 à janvier 2016 au sein de la CPCU, du service Concurrence et Régulation du Corporate et du Secrétariat Général de la BU France *BtoB*. Depuis novembre 2018, elle est Responsable du service juridique de l'établissement ENGIE Réseaux dédié aux réseaux de chaleur et de froid en France chez ENGIE Solutions. Elle en est aussi la Responsable éthique depuis septembre 2020.
En 2021, elle devient représentante des porteurs de parts sur la liste AG2S au Conseil de Surveillance du FCPE Link France.

Principales activités exercées hors de la Société

Salariée d'ENGIE Energie Services (1), en tant que responsable du service juridique du territoire Ile de France de l'entité Grandes Infrastructures et Mobilités (GIM), responsable du Pôle support juridique aux métiers réseaux de chaleur et de froid au sein de GIM

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Membre du Comité de Direction de la SAS GéoMarne (1)
- Membre du Comité de Direction du Territoire Ile de France et du Territoire Nord de ENGIE Solutions (1) - Grandes Infrastructures et Mobilités

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Néant

Compétences clefs

- Secteur de l'énergie
- Secteur public
- Environnement réglementaire

(1) Groupe ENGIE

4.1.1.2 Commissaire du gouvernement

Conformément à l'article L. 111-70 du Code de l'énergie, le ministre chargé de l'Énergie désigne auprès de la Société un Commissaire du gouvernement qui assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'Administration et des comités et peut présenter des observations à toute Assemblée Générale.

Laurent Michel, nommé par arrêté du 13 novembre 2014 assure cette fonction. Par arrêté du 15 juillet 2021 de la ministre de la transition écologique, Alice Vieillefosse a été nommée Commissaire du gouvernement suppléante à compter du 1er septembre 2021, en remplacement de Phillipe Geiger qui avait été nommé à cette fonction par arrêté du 2 mars 2021 avec une prise de fonction le 15 mars 2021.

4.1.1.3 Représentant du Comité social et économique

Conformément aux articles L. 2312-72 et suivants du Code du travail, un membre titulaire du Comité social et économique, désigné par ce dernier, assiste avec voix consultative à toutes les séances du Conseil d'Administration. Hamid Aït Ghezala assure cette fonction.

4.1.1.4 Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation

Le Président porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflits d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, le Directeur Général ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 1.12 du Règlement Intérieur.

Outre les dispositions du Code de commerce applicables en matière de conventions réglementées, la Charte de l'Administrateur (voir Section 4.1.2.1 "Présidence et organisation") prévoit notamment que chacun des Administrateurs doit s'efforcer d'éviter tout conflit pouvant exister entre ses intérêts moraux et matériels et ceux de la Société, informer le Conseil de tout conflit d'intérêts dans lequel il pourrait être, directement ou indirectement, impliqué et, dans les cas où il ne peut éviter de se trouver en conflit d'intérêts, s'abstenir de participer aux débats ainsi qu'à toute décision sur les matières concernées.

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de conflit d'intérêts potentiel entre les devoirs, à l'égard d'ENGIE, des Administrateurs et leurs intérêts privés et/ou d'autres devoirs.

Il n'existe aucun lien familial entre les Administrateurs.

À la connaissance d'ENGIE, aucun des Administrateurs ni des dirigeants d'ENGIE n'a, au cours des cinq dernières années, fait l'objet d'une condamnation pour fraude prononcée, participé en qualité de dirigeant à une faillite, mise sous séquestre, liquidation ou placement d'entreprises sous administration judiciaire, fait l'objet d'une mise en cause et/ou sanction publique officielle prononcée par une autorité statutaire ou réglementaire, été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur, ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

Par ailleurs, aucun prêt, aucune garantie n'a été accordé ou constitué en faveur des membres des organes d'administration ou de direction.

4.1.1.5 Indépendance des Administrateurs en exercice

L'article 1.1.2 du Règlement Intérieur dispose que le Conseil doit procéder, chaque année avant l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé, à une évaluation de l'indépendance de chacun de ses membres au regard des critères qu'il aura retenus. Le processus d'évaluation de l'indépendance de chaque Administrateur a été mené par le CNRG lors de sa séance du 24 janvier 2022, puis par le Conseil d'Administration le 14 février 2022.

Ces instances ont examiné au cas par cas la qualification de chacun des Administrateurs au regard du Code Afep-Medef auquel elles se réfèrent.

Il est précisé que les Administrateurs suivants, dont la désignation résulte d'obligations légales ou statutaires, ne peuvent être considérés comme indépendants :

- Stéphanie Besnier, Administratrice représentante de l'État, désignée en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ainsi que Patrice Durand et Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, conformément à l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;
- Alain Beullier, Philippe Lepage et Christophe Agogué, Administrateurs représentant les salariés, conformément aux dispositions des articles L. 22-10-6 et suivants du Code de commerce ; Jacinthe Delage, Administratrice représentant les salariés actionnaires, conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-5 du même Code.

Six Administrateurs sont considérés comme indépendants (voir également la Section 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice"). Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 60%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

Indépendance des Administrateurs au regard des critères d'indépendance énoncés au § 9 du Code Afep-Medef

	Indépendant (I) Non indépendant (NI)	Salarié mandataire social au cours des 5 années précédentes	Mandats croisés	Relations d'affaires significatives	Lien familial	Commissaire aux comptes	Durée du mandat supérieure à 12 ans	Statut du dirigeant mandataire social non-exécutif	Statut de l'actionnaire important
Jean-Pierre Clamadieu	I								
Catherine MacGregor	NI	✗							
Fabrice Brégier	I								
Françoise Malrieu	I								
Ross McInnes	I								
Marie-José Nadeau	I								
Lord Peter Ricketts of Shortlands	I								
Stéphanie Besnier	NI								✗
Patrice Durand	NI								✗
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	NI								✗
Christophe Agogué	NI / NA (1)	✗							
Alain Beullier	NI / NA (1)	✗					✗		
Philippe Lepage	NI / NA (1)	✗							
Jacinthe Delage	NI / NA (1)	✗							

✗ = *critère d'indépendance non satisfait*

(1) Conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants

Critère 1 : Salarié mandataire social au cours des cinq années précédentes

Ne pas être ou ne pas avoir été au cours des cinq années précédentes :

- *salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société ;*
- *salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou Administrateur d'une société que la Société consolide ;*
- *salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou Administrateur de la société mère de la Société ou d'une société consolidée par cette société mère.*

Critère 2 : Mandats croisés

Ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'Administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire exécutif social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de cinq ans) détient un mandat d'Administrateur.

Critère 3 : Relations d'affaires significatives

Ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil :

- *significatif de la Société ou de son Groupe ;*
- *ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité.*

L'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son Groupe est débattue par le Conseil et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation (continuité, dépendance économique, exclusivité, etc.) explicités dans le rapport annuel.

Critère 4 : Lien familial

Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social.

Critère 5 : Commissaire aux comptes

Ne pas avoir été Commissaire aux comptes de la Société au cours des cinq années précédentes.

Critère 6 : Durée du mandat supérieure à 12 ans

Ne pas être Administrateur de la Société depuis plus de 12 ans. La perte de la qualité d'Administrateur indépendant intervient à la date anniversaire des douze ans.

Critère 7 : Statut du dirigeant mandataire social non-exécutif

Un dirigeant mandataire social non exécutif ne peut être considéré comme indépendant s'il perçoit une rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.

Critère 8 : Statut de l'actionnaire important

Des Administrateurs représentant des actionnaires importants de la Société ou sa société mère peuvent être considérés comme indépendants dès lors que ces actionnaires ne participent pas au contrôle de la Société. Toutefois, au-delà d'un seuil de 10% en capital ou en droits de vote, le conseil, sur rapport du Comité des Nominations, s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

4.1.1.6 Situation de cumul des mandats des Administrateurs

Le nombre de mandats exercés par les Administrateurs dans des sociétés cotées extérieures au Groupe y compris étrangères, a été apprécié, au 14 février 2022, conformément aux recommandations du Code Afep-Medef, article 19 selon lequel : *"Un dirigeant mandataire social exécutif ne doit pas exercer plus de deux autres mandats d'Administrateur dans des sociétés cotées extérieures à son groupe, y compris étrangères. Un Administrateur ne doit pas exercer plus de quatre autres mandats dans des sociétés cotées extérieures au groupe, y compris étrangères."*

	Nombre de mandats dans des sociétés cotées extérieures [1]	Conformité aux critères du Code Afep-Medef
Jean-Pierre Clamadieu	2	✓
Catherine MacGregor	0	✓
Fabrice Brégier	1	✓
Françoise Malrieu	0	✓
Ross McInnes	2	✓
Marie-José Nadeau	0	✓
Lord Peter Ricketts of Shortlands	0	✓
Stéphanie Besnier	2	✓
Patrice Durand	0	✓
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	1	✓
Christophe Agogué	0	✓
Alain Beullier	0	✓
Philippe Lepage	0	✓
Jacinthe Delage	0	✓

(1) Selon les critères du Code Afep-Medef

4.1.1.7 Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration s'attache à promouvoir la diversité en son sein au regard des qualifications et expériences professionnelles, du genre, de la nationalité et de l'âge de ses membres.

S'agissant des qualifications et de l'expérience professionnelle des Administrateurs, l'objectif du Conseil est que sa composition soit en adéquation avec les activités d'ENGIE, ses enjeux et ses orientations stratégiques, contribuant ainsi à la qualité des décisions prises.

Faisant suite aux échanges avec les investisseurs menés au cours de l'exercice 2019, le Conseil d'Administration a décidé, sur recommandation du CNRG, de faire évoluer la restitution au marché des compétences des Administrateurs vers une approche plus individualisée et centrée exclusivement sur les compétences clefs de chaque Administrateur.

Sont renseignées, pour chaque Administrateur, ses trois compétences clefs, fondées sur ses qualifications et expériences professionnelles. Elles sont recensées sous les biographies de chacun d'entre eux et dans le tableau ci-dessous.

S'agissant de la proportion de femmes et d'hommes, l'exigence légale d'avoir au moins 40% de femmes et 40% d'hommes au sein du Conseil est satisfaite. Ainsi, au 14 février 2022, la proportion de femmes est de 50% [1].

Sur les 14 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, britannique, canadienne et française).

Enfin, s'agissant de l'âge, le Conseil comprend un seul Administrateur de plus de 70 ans. L'exigence légale applicable, en l'absence de disposition statutaire spécifique, est donc satisfaite, à savoir que le nombre d'Administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne soit pas être supérieur au tiers des Administrateurs en fonction.

(1) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes et de la proportion d'indépendants au sein des Conseils d'Administration, conformément aux règles applicables du Code de commerce et du Code Afep-Medef, la loi prévoit que le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé

Compétences individuelles clefs des Administrateurs

Liste des compétences	Direction Générale	Mandat de Président ou d'Adminis-trateur de grandes entreprises	RSE	Finance	Digital, Innovation, Nouvelles technologies	Dialogue social Ressources humaines	Secteur de l'énergie	Secteur des services	Secteur industrie	Secteur public	Enjeux géo-straté-giques	Environ-nement réglemen-taire
Jean-Pierre Clamadieu	✓	✓							✓			
Catherine MacGregor	✓						✓		✓			
Fabrice Brégier	✓				✓				✓			
Françoise Malrieu		✓	✓	✓								
Ross McInnes		✓		✓					✓			
Marie-José Nadeau	✓	✓					✓					
Lord Peter Ricketts of Shortlands						✓				✓	✓	
Stéphanie Besnier		✓		✓						✓		
Patrice Durand				✓				✓	✓			
Mari-Noëlle Jégo-Laveissiere			✓		✓			✓				
Christophe Agogué				✓		✓	✓					
Alain Beullier			✓			✓	✓					
Philippe Lepage					✓		✓					✓
Jacinthe Delage							✓			✓		✓

4.1.2 Fonctionnement du Conseil d'Administration

4.1.2.1 Présidence et organisation

Le fonctionnement du Conseil est défini à l'article 14 des statuts et ses modalités d'organisation figurent à l'article 1 du Règlement Intérieur, qui précise les voies et les moyens d'un fonctionnement efficace du Conseil au service de la Société et de ses actionnaires ainsi que les obligations des Administrateurs.

Le Conseil d'Administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige et, conformément à son Règlement Intérieur, au moins six fois par an dont au moins une fois par trimestre. Les réunions du Conseil peuvent être tenues par tout moyen de visioconférence ou de télécommunication permettant l'identification des Administrateurs et garantissant leur participation effective.

Assistent également aux réunions du Conseil d'Administration, le Commissaire du gouvernement et le représentant du Comité social et économique central, qui disposent d'une voix consultative ainsi que la Secrétaire Générale et le Secrétaire du Conseil d'Administration.

Une fois par an, le Conseil procède à sa propre évaluation sous la direction du CNRG ; au moins tous les deux ans, cette évaluation est réalisée de manière externe.

Une fois par an également, hors la présence du Directeur Général et des Administrateurs titulaires d'un contrat de travail avec une société du Groupe, le Président tient une réunion d'Administrateurs pour procéder à l'évaluation de la performance du Directeur Général. Le Président informe les membres du Conseil de la tenue de ces réunions. Le Président peut inviter les Administrateurs salariés à participer à tout ou partie de ces réunions.

Le Secrétaire du Conseil assure le secrétariat du Conseil et l'établissement des procès-verbaux de ses séances.

Conformément aux stipulations de l'article 13.6 des statuts, tout Administrateur doit être propriétaire d'au moins 50 actions de la Société, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires applicables. Sur proposition du CNRG, cette obligation statutaire a été renforcée dans le Règlement Intérieur par une obligation de détention minimale de 500 actions par Administrateur, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires.

Cette obligation doit être satisfaite au plus tard dans un délai de 12 mois suivant l'entrée au Conseil d'Administration. Cette obligation ne s'applique pas aux Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à l'Administrateur représentant de l'État, ni aux Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (le nombre d'actions détenues personnellement par les Administrateurs figure à la Section 4.1.1.1 ci-dessus).

Le Règlement Intérieur comprend sous la forme d'annexes la Charte de l'Administrateur et le Code de bonne conduite qui fixent les droits et les devoirs de chaque Administrateur.

La Charte de l'Administrateur comprend les règles relatives à l'exercice du mandat de l'Administrateur, relativement au respect de l'intérêt social, des lois et des statuts, de l'indépendance de l'Administrateur et son devoir d'expression, aux conflits d'intérêts, au professionnalisme de l'Administrateur, à son implication et son efficacité.

L'Administrateur s'engage à consacrer à ses fonctions le temps et l'attention nécessaires. Il s'informe sur les métiers et les spécificités de l'Entreprise, ses enjeux et ses valeurs, y compris en interrogeant ses principaux dirigeants. Il participe aux réunions du Conseil avec assiduité et diligence.

Le taux de participation individuel des Administrateurs aux réunions du Conseil et de ses comités est présenté en Section 4.1.2.6 "Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2021" ci-dessous.

Le Code de bonne conduite, qui édicte les règles relatives aux opérations sur titres de la Société et aux délits et manquements d'initié applicables aux Administrateurs, mandataires sociaux et à tous les salariés, traduit la volonté

de la Société d'assurer une gestion prudente de ses titres, à respecter et faire respecter la réglementation en vigueur en matière d'opérations sur titres réalisées par les mandataires sociaux et les salariés.

En complément de ce qui précède, le statut des Administrateurs salariés, entériné par le Conseil d'Administration lors de sa séance du 9 décembre 2009, précise, pour les Administrateurs représentant les salariés, les conditions d'exercice de leur mandat.

Le Président du Conseil d'Administration :

- organise et dirige les travaux du Conseil, dont il rend compte à l'Assemblée Générale ;
- préside les réunions du Conseil, dirige les délibérations, fait observer le Règlement Intérieur et peut à tout moment suspendre la séance ;
- veille à la qualité des échanges et à la collégialité des décisions du Conseil ;
- s'assure que le Conseil consacre un temps suffisant aux débats et accorde à chacun des points de l'ordre du jour un temps proportionné à l'enjeu qu'il représente pour la Société. Les Administrateurs veillent collectivement à un bon équilibre du temps de parole ;
- s'attache notamment à ce que les questions posées dans le respect de l'ordre du jour reçoivent une réponse appropriée ;
- veille au bon fonctionnement du Conseil et de ses comités auxquels il peut assister et soumettre des questions pour avis ;
- veille à l'application des principes de bonne gouvernance (notamment à ce que les Administrateurs disposent en temps utile et sous une forme claire et appropriée des informations nécessaires à l'exercice de leurs missions) ;
- veille à la bonne organisation des Assemblées Générales qu'il préside ;
- répond aux questions des actionnaires et plus généralement veille aux bonnes relations avec ceux-ci. Il apporte, si nécessaire, son assistance pour répondre aux demandes d'actionnaires non représentés au Conseil et se rend disponible pour les rencontrer et prendre connaissance des commentaires et suggestions de ceux-ci (voir également Section 4.2 "Dialogue actionnarial").

En concertation avec le Directeur Général, le Président du Conseil est en outre chargé :

- d'organiser les travaux stratégiques du Conseil et de suivre la préparation et la mise en œuvre de plans de succession pour les membres du Comité Exécutif du Groupe ;
- d'exercer une fonction de représentation du Groupe à haut niveau auprès des instances et institutions nationales et internationales dans l'intérêt du Groupe.

Par ailleurs, le Président :

- consacre ses meilleurs efforts à promouvoir en toutes circonstances les valeurs et l'image du Groupe ;
- informe en tant que de besoin les membres du Conseil entre deux séances ;
- est seul habilité à s'exprimer et agir au nom du Conseil ;
- porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflit d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, le Directeur Général ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 1.12 du Règlement Intérieur ;
- participe à l'organisation de l'autoévaluation périodique du Conseil conduite dans le cadre du CNRG, ainsi qu'aux réflexions sur les questions de gouvernance liées au fonctionnement du Conseil.

Le Conseil peut confier au Président des missions d'information ou de consultation sur des sujets déterminés relevant de la compétence du Conseil.

Le Président se coordonne avec le Directeur Général, qui assure la direction et la gestion opérationnelle du Groupe.

Outre l'exercice des pouvoirs qui lui sont conférés par la loi, le Président peut être consulté par le Directeur Général sur tout sujet relevant de la conduite de l'entreprise.

Le Président est tenu régulièrement informé par le Directeur Général des événements significatifs de la vie du Groupe, notamment en ce qui concerne la stratégie, l'organisation, les investissements et désinvestissements. Sur invitation du Directeur Général, le Président peut participer aux réunions internes avec les dirigeants et équipes de la Société, afin d'apporter son éclairage sur les enjeux stratégiques.

En cas d'empêchement, le Président est remplacé, conformément à l'article 1.3.1 du Règlement Intérieur, par un Vice-Président ou, à défaut, par le Directeur Général, s'il est lui-même Administrateur ou, à défaut, par un autre Administrateur choisi par le Conseil en début de séance.

4.1.2.2 Missions du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration détermine collégialement les orientations stratégiques de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des lois et règlements applicables et des statuts de la Société, il détermine le cadre de supervision de la Direction Générale. Il exerce également les pouvoirs suivants :

- nomme les dirigeants mandataires sociaux ;
- se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent ;
- s'attache à promouvoir la création de valeur par l'entreprise à long terme en prenant en considération les enjeux sociaux et environnementaux de ses activités ;
- veille à ce que les actionnaires et les investisseurs reçoivent une information pertinente, équilibrée et pédagogique sur la stratégie, le modèle de développement, la prise en compte des enjeux extra-financiers significatifs pour la Société ainsi que sur ses perspectives à long terme ;
- procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns ;
- examine, au moins une fois par an :
  - le budget,
  - la stratégie industrielle du Groupe,
  - la stratégie financière du Groupe,
  - l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe,
  - la politique d'égalité professionnelle et salariale.

Le Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société et représente la Société dans ses rapports avec les tiers. Toutefois, certaines opérations importantes sont soumises à l'autorisation préalable du Conseil d'Administration, telles que les opérations suivantes :

- prise ou cession de toutes participations directes ou indirectes de la Société, dans toutes sociétés créées ou à créer, participation à la création de toutes sociétés, joint-ventures, groupements et organismes, souscription à toutes émissions d'actions, de parts sociales ou d'obligations, lorsque l'exposition financière de la Société ou du Groupe excède 250 millions d'euros pour l'opération considérée ;
- opérations d'apports, d'échanges, avec ou sans soulte, portant sur des biens, titres ou valeurs, pour un montant excédant 250 millions d'euros ;
- contrats de fourniture, travaux ou services (à l'exception des contrats afférents aux opérations d'achat à long terme d'énergie), y compris le cas échéant leurs avenants successifs, portant sur un montant excédant 400 millions d'euros ;

- en cas de litige, traités et transactions, compromis, pour un montant excédant 200 millions d'euros ;
- projets d'achat à long terme d'énergie du Groupe portant par opération sur des quantités supérieures à :
  - pour le gaz, 30 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement,
  - pour l'électricité, 20 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement ;
- opérations significatives se situant hors de la stratégie annoncée de la Société ;
- opérations d'acquisition ou de cession d'immeubles dont le montant excède 200 millions d'euros ;
- opérations suivantes dont le montant excède 1,5 milliard d'euros :
  - consentir ou contracter tous prêts, emprunts, crédits et avances par la Société, ou autoriser à cet effet les filiales ou tout véhicule de financement du Groupe,
  - acquérir ou céder, par tout mode, toutes créances,
  - conclure les contrats significatifs avec l'État relativement aux objectifs et aux modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à la Société ou ses filiales, dans les limites fixées par la loi.

Le Conseil autorise chaque année le Directeur Général à délivrer des cautions, avals et garanties et à émettre des emprunts obligataires pour des montants dont le Conseil détermine la somme totale.

4.1.2.3 Travaux du Conseil d'Administration

13
RÉUNIONS

14
ADMINISTRATEURS

100%
DE PARTICIPATION

Au cours de l'exercice 2021, le Conseil d'Administration d'ENGIE s'est réuni à 13 reprises avec un taux de participation de 100%. Le taux d'assiduité individuel moyen aux réunions du Conseil d'Administration et des comités pour l'année 2021 est mentionné, pour chaque Administrateur, à la Section 4.1.2.6 "Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2021".

L'ordre du jour des séances du Conseil d'Administration est établi par le Président en concertation avec le Directeur Général. Il a pour objectif de traiter prioritairement les sujets qui, au regard des principes de gouvernance du Groupe et en application des textes en vigueur comme du Règlement Intérieur, impliquent une décision.

Chaque séance débute par un point consacré à la santé-sécurité, suivi d'une revue de la situation du Groupe.

Des réunions des Administrateurs n'exerçant pas de fonctions exécutives dans la Société, dites "sessions exécutives", se tiennent très régulièrement à l'issue des séances du Conseil. Les sujets évoqués sont variés ; si nécessaire ils font l'objet d'une restitution au Directeur Général.

Principales activités en 2021

Orientations stratégiques du Groupe et suivi de ses activités :

- repositionnement d'ENGIE pour une croissance de long terme et durable en se concentrant sur les Renouvelables et les Infrastructures pour soutenir la décarbonation de ses clients ;
- mise en œuvre opérationnelle des nouvelles orientations stratégiques ;
- poursuite du recentrage géographique ;
- sortie complète du nucléaire en 2025 et arrêt des travaux de *Long Term Operation* (LTO) ;
- préparation et suites à donner au séminaire de réflexion stratégique annuel du Conseil (voir encadré) ;
- mise en place d'un dispositif spécifique pour l'atteinte des objectifs du Groupe dans le marché de l'éolien *offshore* ;
- ajustement de la méthode de calcul du taux de rendement interne dans le cadre de l'accélération des investissements dans les renouvelables.

Investissements et ventes d'actifs :

- revue d'une série de projets d'investissement et de désinvestissement nécessitant la décision du Conseil, dont :
  - le processus de cession d'EQUANS conclu à l'automne par une promesse d'achat signée par Bouygues ;
  - la vente de la participation de 60,5 % dans ENGIE EPS SA à la société taïwanaise TCC ;
  - la cession de 11,5% de GRTgaz à la Caisse des Dépôts et à CNP Assurances ;
  - la cession d'ENDEL au groupe Altrad ; et
  - le désengagement partiel de Gaztransport & Technigaz (GTT).

Séminaire stratégique

Réunis comme chaque année en séminaire stratégique, les membres du Conseil ont échangé sur les évolutions sectorielles et les attentes des parties prenantes du Groupe. Ils ont fait un point d'avancée, six mois après son lancement, sur la mise en œuvre de la feuille stratégique du Groupe, partagé les conclusions issues de chantiers stratégiques menés sur l'avenir des infrastructures gazières, les ambitions dans les infrastructures électriques à l'international et celles dans la fourniture d'énergie aux particuliers et sur le modèle de recherche et d'innovation du Groupe. Ils ont également mené une réflexion plus globale sur les activités et l'exposition du Groupe au Brésil.

Finance, audit et risques :

- arrêté des comptes sociaux et consolidés, proposition d'affectation du résultat et leurs projets de communiqué de presse ;
- politique de dividende et guidance ;
- arrêté des documents de gestion prévisionnelle ;
- arrêté du budget et du plan d'affaires à moyen terme ;
- renouvellement des autorisations annuelles consenties au Directeur Général d'émettre des emprunts obligataires et de délivrer des cautions, avals et garanties ;
- refinancement de la ligne de crédit syndiqué qui arrive à échéance en 2022 ;
- revue des risques 2021.

Gouvernance, nominations et rémunérations :

- information sur la composition du Comité Exécutif, déploiement de nouvelle organisation ;
- enseignements à tirer du dialogue entre le Président et les actionnaires, les investisseurs et les *proxy advisors*, notamment dans le cadre des *roadshows* de gouvernance ;
- préparation de l'Assemblée Générale Mixte et réponses aux questions écrites des actionnaires ;
- politique de diversité, compétence et indépendance des Administrateurs en exercice ;
- élections des Administrateurs représentant les salariés ;
- nominations dans les comités du Conseil ;
- bilan du mandat du Président du Conseil ;
- évaluation du fonctionnement du Conseil ;
- politique d'actionnariat salarié et le plan à venir ;
- rémunération des mandataires sociaux ;
- plans d'actions de performance.

Responsabilité Sociale d'Entreprise :

- objectifs RSE : neutralité et trajectoire carbone, sortie du charbon et décarbonation des clients ;
- examen de l'adéquation des projets d'investissements avec chacun des critères RSE du Groupe, prenant ainsi en considération les enjeux sociaux, éthiques et climatiques ;
- politique d'égalité professionnelle et salariale ;
- déclaration relative à l'esclavage moderne prévue par la réglementation britannique ;
- *reportings* internes consacrés à la RSE.

Sessions exécutives

Des réunions d'Administrateurs n'exerçant pas de fonctions exécutives, se tiennent très régulièrement à l'issue du Conseil. Ces sessions exécutives traitent de sujets variés qui vont au-delà de la seule évaluation de la performance du dirigeant mandataire social exécutif.

Le Comité d'Audit et le CNRG sont systématiquement précédés ou suivis d'une réunion des membres, hors la présence du management. Les membres du CEEDD se réunissent une fois par an, hors la présence du management, pour évoquer le fonctionnement du comité et les sujets sur lesquels ses membres souhaitent voir le comité se pencher.

Formation

En 2021, les Administrateurs ont pu bénéficier de deux formations collectives sous forme de sessions d'informations thématiques. La première a porté sur le démantèlement des unités des centrales nucléaires belges (contexte, aspects industriels, organisationnels et sociaux, cadre réglementaire). La seconde a traité des activités de la BU *Global Energy Management* (GEM) (activité globale de la BU, dispositifs d'encadrement des risques, des résultats financiers et des principaux enjeux de GEM au service de la stratégie d'ENGIE).

En complément du programme de formation sur mesure dont peut bénéficier tout nouvel Administrateur, la Société organise régulièrement des sessions de formation individuelle à la demande d'Administrateurs.

En 2022, il est prévu à date que les Administrateurs bénéficient d'autres sessions d'information. La 1re porte sur les scénarios énergétiques, la 2e sur la Responsabilité Sociétale des Entreprises et le *reporting* extra-financier. Les autres thèmes n'ont pas encore été arrêtés.

4.1.2.4 Les comités

Quatre comités permanents assistent le Conseil d'Administration :

- le Comité d'Audit ;
- le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies ;
- le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance ; et
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

La présidence de chaque Comité est assurée par un Administrateur indépendant.

Les comités ont pour mission d'étudier toutes questions relatives au Groupe que le Conseil ou le Président soumet pour avis à leur examen, de préparer les travaux et décisions du Conseil relativement à ces sujets et projets, et de rapporter leurs conclusions au Conseil sous forme de comptes rendus, propositions, avis, informations ou recommandations.

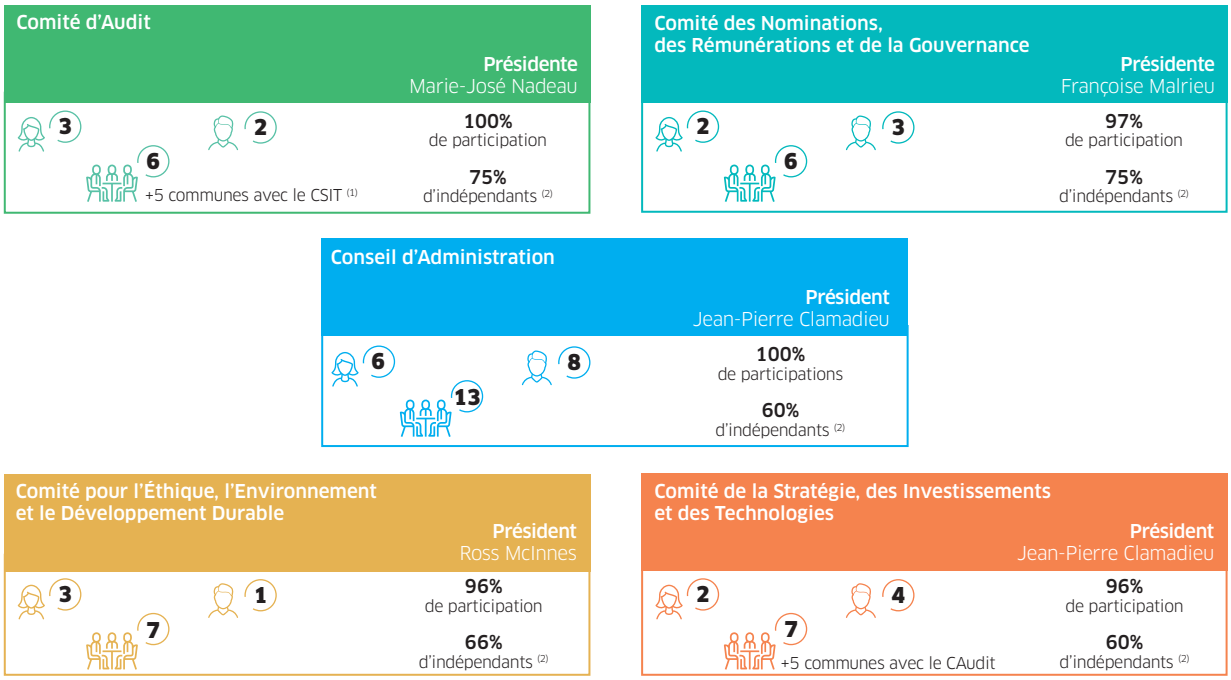
Les comités accomplissent leur mission sous la responsabilité du Conseil d'Administration. Un comité ne peut traiter de sa propre initiative des questions qui déborderaient du cadre propre de sa mission. Les comités n'ont pas de pouvoir de décision.

Le Conseil, sur proposition de son Président et après avis du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, désigne les membres composant les comités ainsi que leur Président, en tenant compte des compétences, de l'expérience et de la disponibilité des Administrateurs (voir Section 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice" et le tableau "Changements intervenus dans la composition du Conseil d'Administration et des comités" sous la Section 4.1.1).

Pour l'accomplissement de leurs travaux, après en avoir informé le Président du Conseil et à charge d'en rendre compte au Conseil, les comités peuvent entendre les membres des Directions de la Société et du Groupe et/ou solliciter des études techniques sur des sujets relevant de leur compétence, aux frais de la Société. En cas de recours par les comités aux services de conseils externes, les comités doivent veiller à l'objectivité du conseil concerné.

Selon les comités, la pratique des sessions exécutives, c'est-à-dire qu'une partie de la réunion du Comité se tienne hors la présence du management, est systématique ou occasionnelle.

Le secrétariat des comités du Conseil est assuré par le Secrétariat Général.



(1) Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
(2) Conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas pris en compte pour déterminer la proportion d'indépendants au sein du Conseil et des comités

En outre, un Comité ad hoc, composé de Jean-Pierre Clamadieu, Catherine MacGregor, Françoise Malrieu, Ross McInnes, Marie-José Nadeau, Christophe Agogué et Stéphanie Besnier, s'est réuni à deux reprises pour préparer la décision du Conseil relative à la cession d'EQUANS.

4.1.2.4.1 Le Comité d'Audit

6	5	5	100%
RÉUNIONS	RÉUNIONS COMMUNES AVEC LE CSIT	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité d'Audit est composé de cinq membres : Marie-José Nadeau (1) (Présidente), Christophe Agogué (depuis le 29 juillet 2021), Stéphanie Besnier (depuis le 20 mai 2021), Françoise Malrieu (1) et Ross McInnes (1).

Le Comité d'Audit s'est réuni à six reprises au cours de l'année 2021, avec un taux de participation de 100%. Les Commissaires aux comptes ont assisté à toutes les séances, excepté les séances communes avec le CSIT.

Chaque réunion du Comité est suivie d'une session exécutive.

4.1.2.4.1.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité d'Audit sont :

- le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et, le cas échéant, la formulation de recommandations pour en garantir l'intégrité ;
- l'examen préalable et l'avis sur les projets de comptes annuels et semestriels ;
- l'audition, lorsqu'il l'estime nécessaire, des Commissaires aux comptes, de la Direction Générale, de la Direction Financière, de l'Audit interne ou de toute autre membre du management ;
- l'examen, avant leur publication, des communiqués financiers importants ;
- la sélection, la désignation ou le renouvellement des Commissaires aux comptes ;
- le suivi de la réalisation par les Commissaires aux comptes de leurs missions ;
- le suivi du respect des conditions d'indépendance des Commissaires aux comptes ;
- le suivi de la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes et l'application des règles de plafonnement des honoraires liés ;
- l'examen annuel des honoraires des Commissaires aux comptes et de leurs plans d'intervention ;
- le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de contrôle et de l'audit interne du Groupe ;
- l'examen, avec les responsables de l'audit interne, des plans d'interventions et d'actions dans le domaine de l'audit interne, les conclusions de ces interventions et actions et les recommandations et suites qui leur sont données ;
- le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de gestion de risques du Groupe, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ;
- la prise de connaissance, régulièrement, de la situation financière, de la trésorerie et des engagements et risques significatifs du Groupe.

(1) Administrateur indépendant

Le Comité rend compte régulièrement au Conseil de l'exercice de ses missions. Il rend également compte des résultats de la mission de certification des comptes, de la manière dont cette mission a contribué à l'intégrité de l'information financière et du rôle qu'il a joué dans ce processus. Il informe sans délai le Conseil de toute difficulté rencontrée.

4.1.2.4.1.2 Les principales activités en 2021

Les activités du Comité d'Audit se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

- les comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2020 et au 30 juin 2021, les informations financières des 1er et 3e trimestres 2021 et les communiqués de presse correspondants ;
- les hypothèses et prévisions de clôture semestrielle et annuelle ainsi que les documents de gestion prévisionnelle ;
- la trajectoire financière et la guidance 2021 ;
- les rapports d'activité trimestriels de l'audit interne ainsi que le suivi des recommandations d'audit et les plans annuels d'audit interne 2021 et 2022 ;
- la revue du contrôle interne Groupe 2020 et les objectifs 2021 ;
- le risque prioritaire nucléaire ;
- le suivi des projets de cessions de participations, dont EQUANS et GTT ;
- les comptes de fonctionnement de la Présidence et du Conseil d'Administration ;
- le projet de Document d'enregistrement universel 2020 (hors les parties du ressort d'autres comités) et les projets de résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale ;
- l'approbation préalable des travaux confiés aux Commissaires aux comptes en dehors de leur mission d'audit et le suivi de ces missions, le bilan des honoraires 2020 des Commissaires aux comptes et leur programme de travail 2021 ;
- les risques industriels liés à certains grands projets ;
- la revue des assurances du Groupe ;
- la présentation des activités du centre de services partagés GBS, leur évolution et la contribution à la performance du Groupe ;
- la politique fiscale du Groupe, les principaux litiges fiscaux et les projets de réformes fiscales ;
- la transparence des implantations à l'étranger ;
- les conventions réglementées et courantes ;
- le risque prioritaire cybersécurité ;
- la politique de financement 2021 et le refinancement de la ligne de crédit syndiqué qui arrive à échéance en 2022 ;
- les relations avec les investisseurs dont les retours des *roadshows*.

4.1.2.4.2 Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

7	5	6	96%
RÉUNIONS	RÉUNIONS COMMUNES AVEC LE COMITE D'AUDIT	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies est composé de six membres : Jean-Pierre Clamadieu (1) (Président), Stéphanie Besnier (depuis le 20 mai 2021), Patrice Durand, Philippe Lepage, Ross McInnes (1) et Marie-José Nadeau (1).

Le Directeur Général assiste aux réunions du CSIT.

Le CSIT s'est réuni à 12 reprises au cours de l'année 2021, avec un taux moyen de participation de 96%.

4.1.2.4.2.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité sont :

- l'expression d'avis sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le plan stratégique ;
- l'examen de tous les projets de croissance externe et interne, de cessions, d'accords stratégiques, d'alliances ou de partenariat soumis au Conseil ;
- l'examen des choix stratégiques en matière d'évolutions technologiques ainsi que sur les questions de création et de modernisation d'équipements industriels et de contrats de fourniture, travaux ou services sur base annuelle ou pluriannuelle, de politique d'achat et de projets immobiliers significatifs.

4.1.2.4.2.2 Les principales activités en 2021

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

- les engagements du Groupe relatifs à la sortie du charbon ;
- le dispositif spécifique mis en place pour l'atteinte des objectifs du Groupe dans le marché de l'éolien *offshore* et l'ajustement de la méthode de calcul du taux de rendement interne dans le cadre de l'accélération des investissements dans les renouvelables ;
- une série de projets d'investissements et de cession ;
- les points d'étape sur les projets en cours ;
- les retours d'expérience sur les acquisitions et le *look-back* sur une série de projets acquis ;
- la préparation de et les suites à donner au séminaire stratégique annuel du Conseil ;
- le suivi des tendances et faits marquants sectoriels.

Activités des réunions communes du Comité d'Audit et du CSIT :

- la sortie complète du nucléaire en 2025 et l'arrêt des travaux de *Long Term Operation* (LTO) ;
- la nouvelle feuille de route stratégique, dévoilée le 18 mai 2021, incluant les feuilles de route des GBU, les ambitions du Groupe et le plan financier à court terme ;
- l'accompagnement du projet de cession d'EQUANS (le plan industriel et les éléments de valorisation) ;
- le budget et le plan d'affaires à moyen terme.

(1) Administrateur indépendant

4.1.2.4.3 Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

6	5	97%
RÉUNIONS	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance est composé de cinq membres : Françoise Malrieu [(1)] (Présidente), Alain Beullier, Fabrice Brégier [(1)], Stéphanie Besnier (depuis le 20 mai 2021) et Lord Peter Ricketts of Shortlands [(1)].

Le Président et le Directeur Général assistent aux réunions du CNRG, sauf pour les questions qui les concernent.

Chaque réunion du Comité donne lieu à une session exécutive.

Le CNRG s'est réuni six fois en 2021, avec un taux moyen de participation de 97%. Un Administrateur a manqué une séance.

4.1.2.4.3.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité sont l'examen et la formulation de recommandations au Conseil d'Administration s'agissant de :

- toutes candidatures à un poste d'Administrateur devant être soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale, ainsi qu'à un poste de membre des comités et à la présidence de ces comités ;
- la succession du Président et du Directeur Général de la Société ;
- la rémunération, le régime de retraite et de prévoyance, les avantages en nature et les droits pécuniaires divers attribués au Président et au Directeur Général ainsi qu'aux éventuels membres du Conseil titulaires de contrats de travail signés avec la Société ;
- la direction des travaux réalisés en vue de l'évaluation annuelle du Conseil ;
- l'appréciation, en liaison avec le Président, du bon fonctionnement des organes de gouvernance ;
- l'examen à titre consultatif du plan de succession des dirigeants de la Société et l'information sur les projets de la Direction Générale relatifs à la nomination des membres du Comité Exécutif et sur la politique de rémunération de ces derniers ;
- l'examen de toute candidature du Président et du Directeur Général à un mandat social dans une société cotée extérieure au Groupe ;
- le maintien du bénéfice des attributions gratuites d'actions en faveur des membres du Comex.

4.1.2.4.3.2 Les principales activités en 2021

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

Nominations et Gouvernance :

- la politique de diversité au sein du Conseil, la composition du Conseil et de ses comités, l'indépendance et les compétences des Administrateurs ;
- l'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses comités ;
- le bilan du mandat du Président du Conseil ;
- les plans de succession ;
- le processus d'élection des Administrateurs représentant les salariés ;
- l'information sur la composition du Comité exécutif et sur la mise en place et le déploiement de la nouvelle organisation ;
- les recommandations émises par les investisseurs et *proxy advisors* lors des *roadshows* gouvernance menés par le Président du Conseil ;
- la politique et le prochain plan d'actionnariat salarié ;
- les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale ;
- le Chapitre Gouvernance du projet de Document d'enregistrement universel 2020.

Rémunérations :

- la rémunération des mandataires sociaux ;
- le taux de réussite des plans d'actions ;
- le plan d'actions de performance au titre de 2021 ;
- l'information sur la rémunération des membres du Comex et la politique de rémunération des cadres dirigeants ;
- les ratios d'équité ;
- les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale ;
- la Section Rémunération du projet de Document d'enregistrement universel 2020.

(1) Administrateur indépendant

4.1.2.4.4 Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

7	4	96%
RÉUNIONS	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable est composé de quatre membres : Ross McInnes [(1)] (Président), Jacinthe Delage (depuis le 29 juillet 2021), Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Françoise Malrieu [(1)].

Le Directeur Général assiste aux réunions du CEEDD.

Une fois par an, les membres du Comité se réunissent hors la présence du management pour évoquer le fonctionnement du Comité et les sujets sur lesquels ils souhaitent voir le Comité se pencher.

Le Comité s'est réuni à sept reprises au cours de l'année 2021, avec un taux moyen de participation de 96%. Un Administrateur a manqué une séance.

4.1.2.4.4.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité sont :

- le suivi du bon niveau d'engagement du Groupe en matière d'éthique, de conformité extra-financière et de responsabilité environnementale, sociale et sociétale ;
- l'examen des politiques, référentiels et chartes du Groupe dans ces domaines ;
- l'examen des politiques en matière de ressources humaines et la prise de connaissance du suivi des risques correspondants ;
- l'assurance, le cas échéant, de la mise en place d'un dispositif de prévention et de détection de la corruption et du trafic d'influence ;
- l'examen des risques et opportunités liés au changement climatique et plus généralement la veille relative à la prise en compte par le Groupe des enjeux extra-financiers et des perspectives à long terme, notamment au travers de la fixation d'objectifs extra-financiers.

4.1.2.4.4.2 Les principales activités en 2021

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

Éthique et *compliance* :

- le rapport annuel d'activités Éthique et *compliance* ;
- l'évolution des politiques éthiques ;
- la déclaration relative à l'esclavage moderne (règlementation britannique).

Responsabilité environnementale et sociétale :

- la performance RSE du Groupe et le rapport de l'un des Commissaires aux comptes sur celle-ci ;
- les objectifs RSE et leur déploiement, y compris l'objectif de neutralité carbone, la trajectoire carbone et la certification " *Sciences Based Targets* " ;
- le PAMT CO_2 ;
- la politique de sortie du charbon ;
- le projet de résolution dite *Say on Climate ;*
- le risque prioritaire "changement climatique" et la mise en œuvre des recommandations de la "*Task force on Climate-related Financial Disclosure*" (TCFD) ;
- la publication sous référentiel "*Sustainability Accounting Standards Board*" (SASB) ;
- la nouvelle matrice de matérialité ;
- le projet de rapport intégré ;
- la déclaration de performance extra-financière et la Section RSE du projet de Document d'enregistrement universel 2020 ;
- l'examen, avant communication à l'ensemble des Administrateurs, d'un *reporting* RSE interne l'informant notamment de l'ensemble des faits saillants impactant ENGIE, des actualités internes et externes, des éventuelles controverses et comprenant un focus spécifique sur le climat, l'eau et la biodiversité.

Responsabilité sociale d'employeur :

- le bilan annuel santé et sécurité ;
- la revue de chaque accident mortel et les plans d'actions en matière de santé-sécurité (le CEEDD s'est réuni à deux reprises de manière exceptionnelle sur ces sujets) ;
- le risque prioritaire "*Risques RH liés aux enjeux de transformation*" ;
- les résultats de l'enquête annuelle d'engagement des collaborateurs ;
- la politique et les index d'égalité professionnelle et salariale.

(1) Administrateur indépendant

4.1.2.5 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration

L'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités en 2021 a été menée sous la direction du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) avec l'assistance d'un consultant externe.

Le questionnaire utilisé, validé par le CNRG, comprenait à la fois des questions fermées, permettant un suivi statistique des réponses reçues, et des questions ouvertes, permettant aux Administrateurs de préciser leurs réponses et d'émettre des observations et des propositions d'évolution.

Les questions ont porté principalement sur le fonctionnement opérationnel du Conseil et de ses comités, l'élaboration et la mise en œuvre de la stratégie, la prise en compte des enjeux climatiques par le Conseil et les priorités pour 2022.

La restitution des travaux, réalisée sous l'égide de la Présidente du CNRG, a été faite à ce Comité le 24 janvier 2022 et au Conseil d'Administration le 14 février 2022.

Il ressort notamment de l'évaluation du Conseil et du bilan du Président que la gouvernance est considérée comme ayant très nettement progressé avec comme points forts une intégration réussie de la nouvelle Directrice Générale qui a construit une relation de confiance avec le Conseil, un Président qui a fortement fait progresser le Conseil dans l'efficacité de ses méthodes de travail, un Conseil qui est plus ramassé et qui a appris à travailler ensemble malgré les contraintes imposées par la crise de la Covid-19, un fonctionnement efficace des comités et du Comité ad hoc lors d'opérations spéciales et enfin un séminaire stratégique très utile.

Le Conseil souhaite continuer à se focaliser sur le suivi de la mise en œuvre du plan stratégique et la transformation et faire un point régulier sur sa cohérence avec la raison d'être. Le Conseil souhaite également que l'analyse rétrospective des investissements permettant d'analyser leur performance soit développée.

Par ailleurs, le Conseil doit poursuivre l'approfondissement des enjeux climatiques dans les débats stratégiques. Si le Conseil estime disposer des compétences suffisantes pour appréhender les enjeux climatiques, des formations spécifiques, notamment sous la forme de séances d'informations thématiques, pourraient être utilement organisées.

Enfin, sur l'animation du Conseil, il conviendrait de revenir autant que faire se peut à des réunions physiques et d'organiser à nouveau des visites de sites.

Le Conseil d'Administration et les comités ont pris acte des recommandations issues de ce travail d'évaluation et leur donneront les suites nécessaires. Une session d'information thématique du Conseil sur les scénarios de transition énergétique et climatique a été organisée le 4 février 2022 et une session consacrée à la performance et au *reporting* extra-financier est prévue au 2e trimestre 2022.

Le taux de participation individuel des Administrateurs aux réunions du Conseil et de ses comités en 2021 est publié à la Section 4.1.2.6 ci-après.

4.1.2.6 Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2021

	Conseil d'Administration	Comité d'Audit	CSIT	CNRG	CEEDD
Jean-Pierre Clamadieu	100%		100%		
Catherine MacGregor (1)	100%				
Stéphanie Besnier	100% (2)	100% (1)	75% (1)	67% (1)	
Fabrice Brégier	100%			100%	
Isabelle Bui (3)	100%	100%	75%	100%	
Françoise Malrieu	100%	100%		100%	100%
Ross McInnes	100%	100%	100%		100%
Marie-José Nadeau	100%	100%	100%		
Lord Peter Ricketts of Shortlands	100%			100%	
Patrice Durand	100%		100%		
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	100%				86 %
Christophe Agogué	100%	100% (4)			100% (5)
Alain Beullier	100%			100%	
Philippe Lepage	100%		100%		
Christophe Aubert (6)	100%	100%			
Jacinthe Delage	100% (1)				100% (4)
TAUX D'ASSIDUITÉ GLOBALE	**100%**	**100%**	**96%**	**97%**	**96%**

(1) Depuis le 20 mai 2021
(2) Depuis le 19 mai 2021
(3) Jusqu'au 19 mai 2021
(4) Depuis le 29 juillet 2021
(5) Jusqu'au 29 juillet 2021
(6) Jusqu'au 20 mai 2021

4.2 Dialogue actionnarial

4.2.1 Dialogue du Président

Le Président a maintenu un dialogue régulier avec les actionnaires individuels du Groupe.

Dans le contexte de la crise sanitaire et conformément aux dispositions légales, l'Assemblée Générale s'est tenue à huis clos le 20 mai 2021. Afin de favoriser un dialogue continu et ouvert avec le Groupe, et en complément du dispositif légal des questions écrites, les actionnaires ont pu poser leurs questions (écrit, audio, vidéo) en amont de l'Assemblée Générale. Ils ont également pu poser leurs questions en direct tout au long de la séance grâce à une plateforme en ligne dédiée. En préparation de l'Assemblée Générale, le Président a participé à des réunions avec les membres du Comité Consultatif des Actionnaires d'ENGIE, les principales associations d'actionnaires individuels et les représentants des actionnaires salariés. L'Assemblée Générale a été retransmise en direct et dans son intégralité sur le site internet du Groupe et reste accessible en différé.

Le Président est également allé à la rencontre des actionnaires individuels notamment à l'occasion du salon Investir Day, à Paris le 23 novembre 2021.

Au cours de l'année 2021, le Président a en outre dialogué avec les principaux investisseurs institutionnels et agences de conseils en vote, notamment dans le cadre des *roadshows* gouvernance menés en mars 2021 où il a pu échanger en matière de stratégie, de gouvernance, de rémunérations et de RSE y compris les enjeux climatiques.

Ce dialogue se poursuit en 2022.

4.2.2 Assemblée Générale du 21 avril 2022 – Composition du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 14 février 2022, de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 21 avril 2022.

Les mandats de Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil, et de Ross McInnes arriveront à expiration à l'issue de cette Assemblée Générale.

Le Conseil d'Administration qui s'est réuni le 16 décembre 2021 a décidé de proposer le renouvellement du mandat de Jean-Pierre Clamadieu et de Ross McInnes.

En conséquence, la dernière évaluation du Conseil (dont les résultats sont rapportés à la Section 4.1.2.5) montre que celui-ci fonctionne de manière efficace sous la présidence de Jean-Pierre Clamadieu. Le Conseil a l'intention de confirmer Jean-Pierre Clamadieu dans ses fonctions de Président du Conseil d'Administration en cas de renouvellement de son mandat par l'Assemblée Générale. Ce renouvellement intervient dans le cadre retenu par ENGIE de continuer la dissociation des fonctions de Président et de Directeur Général, qui est adapté à la situation et aux enjeux du Groupe et qui lui permet de bénéficier de la complémentarité des profils, expériences et parcours de Jean-Pierre Clamadieu et de Catherine MacGregor.

Ross McInnes, Président du CEEDD, membre du Comité d'Audit et du CSIT, fait bénéficier le Conseil de son expérience de sociétés industrielles cotées à dimension internationale et de son expertise en matière financière et en gouvernance.

Le Conseil d'Administration qui s'est réuni le 2 mars 2022 a décidé de proposer la désignation de Marie-Claire Daveu. L'expérience de Marie-Claire Daveu en matière de responsabilité environnementale et sociétale ainsi que sa connaissance des énergies renouvelables viendront renforcer la gouvernance du Groupe et compléter les diverses expériences et compétences présentes au sein du Conseil d'Administration, en adéquation avec les enjeux et les orientations stratégiques du Groupe.

À l'issue de l'Assemblée Générale, sous réserve du vote favorable de ces résolutions, le Conseil d'Administration sera composé de 15 membres. La proportion d'Administrateurs indépendants sera de 64% et de femmes de 55% (1).

Le Conseil d'Administration a décidé, de tenir l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022 en présentiel à Paris Expo Porte de Versailles - 1 place de la Porte de Versailles - Paris 15e, sauf nouvelles mesures gouvernementales liées à la Covid-19 qui conduiraient à une tenue à huis clos.

Dans ce cadre, l'attention des actionnaires est attirée sur le fait qu'il est possible de voter à l'Assemblée Générale et d'adresser des questions écrites au Conseil soit par voie postale soit par voie électronique, dans les conditions prévues par la réglementation.

Les documents d'information préparatoires à cette Assemblée Générale seront disponibles sur le site internet du Groupe (www.engie..com/assemblee-generale-avril-2022).

Les actionnaires sont invités à consulter régulièrement cette page du site qui précisera les modalités de participation.

(1) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes et de la proportion d'indépendants au sein des Conseils d'Administration, conformément aux règles applicables du Code de commerce et du Code Afep-Medef, la loi prévoit que le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé

4.3 Direction Générale

La Direction Générale de la Société est assumée depuis le 1er janvier 2021 par Catherine MacGregor. Son mandat de Directrice Générale viendra à échéance en même temps que son mandat d'Administrateur, soit à l'issue de l'Assemblée générale qui statuera en 2025 sur les comptes clos au 31 décembre 2024.

Le Directeur Général, investi des pouvoirs les plus étendus pour agir, en toutes circonstances, au nom de la Société, exerce ses fonctions dans la limite de l'objet social et sous réserve des pouvoirs que la loi attribue expressément aux Assemblées Générales d'actionnaires et au Conseil d'Administration. Les pouvoirs et fonctions respectifs du Président du Conseil d'Administration et du Directeur Général sont déterminés par le Conseil d'Administration et par le Règlement Intérieur (voir Section 4.1.2.1 "Présidence et organisation").

L'élaboration de la stratégie d'ENGIE et le suivi opérationnel de sa mise en œuvre sont assurés par deux instances exécutives, le Comité Exécutif et le Comité de Direction Opérationnel.

En charge du pilotage du Groupe, le Comité Exécutif (Comex) réunit les Directeurs Généraux Adjoints sous la direction du Directeur Général. Il établit les décisions stratégiques selon les orientations définies par le Conseil d'Administration ; il élabore les perspectives d'ENGIE à long terme et s'assure de la réalisation des objectifs à court terme. Il prend les décisions importantes notamment d'investissement, revoit la performance et suit le rythme de la transformation du Groupe.

À la date du présent document, le Comex est composé des 11 membres suivants :

- **Catherine MacGregor,** Directrice Générale ;
- **Paulo Almirante,** Directeur Général Adjoint en charge des activités Renouvelables, également responsable des activités de gestion globale de l'énergie et du nucléaire ;
- **Sébastien Arbola,** Directeur Général Adjoint en charge des activités de Production Thermique, Hydrogène et de Fourniture d'Énergie ;
- **Jean-Sébastien Blanc,** Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines ;
- **Frank Demaille,** Directeur Général Adjoint en charge de la Transformation et des Géographies ;
- **Yves Le Gélard,** Directeur Général Adjoint en charge du Digital et des Systèmes d'Information ;
- **Cécile Prévieu,** Directrice Générale Adjointe en charge des activités *Energy Solutions* ;
- **Pierre-François Riolacci,** Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise et des Achats ;
- **Édouard Sauvage,** Directeur Général Adjoint en charge des activités Infrastructures ;
- **Jérôme Stubler,** Directeur Général Adjoint, Directeur Général d'EQUANS ;
- **Claire Waysand,** Directrice Générale Adjointe en charge du Secrétariat Général, de la Stratégie, de la Recherche & Innovation et de la Communication.

Le Comité de Direction Opérationnel, dénommé OPCOM, chargé des activités opérationnelles, réunit les Directeurs Généraux Adjoints, les Directeurs Généraux des entités, les Directeurs des *Global Business Units,* des régions et des principaux pays et les responsables des principales directions fonctionnelles.

Il est présidé par la Directrice Générale. L'OPCOM met en œuvre les décisions stratégiques d'ENGIE ; il est également en charge de porter la transformation du Groupe au plus près des géographies.

Conformément à l'article L. 22-10-10-2° du Code de commerce, le rapport sur le gouvernement d'entreprise comprend des *"informations sur la manière dont la Société recherche une représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du comité mis en place, le cas échéant, par la Direction Générale en vue de l'assister régulièrement dans l'exercice de ses missions générales et sur les résultats en matière de mixité dans les 10% de postes à plus forte responsabilité. Si la Société n'applique pas une telle politique, le rapport comprend une explication des raisons le justifiant".*

Le *"comité mis en place, le cas échéant, par la Direction Générale en vue de l'assister régulièrement dans l'exercice de ses missions générales"* correspond au Comex.

S'agissant des 10% de postes à plus forte responsabilité, si le périmètre évoqué par le Code de commerce est celui de la Société soit ENGIE SA, au regard de l'organisation du Groupe, de sa structure intégrée et de son positionnement dans plus de 40 pays pour un total de 171 474 collaborateurs, il semble plus pertinent de considérer le Groupe dans son ensemble au regard de l'esprit de la loi. Hors Comex, le Groupe compte environ 485 cadres dirigeants dont 64 dirigeants EQUANS répartis sur l'ensemble des géographies sur lesquelles il est présent et dont la fonction consiste à délivrer la stratégie du Groupe. ENGIE considère que le périmètre pertinent à retenir pour les 10% de postes à plus forte responsabilité est celui de l'OPCOM.

Le Comex compte 11 membres, dont trois femmes (27,3%) et trois nationalités. Sur proposition de la Direction Générale, le Conseil d'Administration a fixé un objectif que le Comex comprenne au moins 40% de femmes et au moins 40% d'hommes à horizon 2025.

Au 1er janvier 2022, l'OPCOM est composé de 55 membres, dont 15 femmes (27,3%). Il réunit 12 nationalités. Du fait de la nouvelle organisation du Groupe, 41 membres de l'OPCOM ont été nommés en 2021, dont 10 femmes. Hors EQUANS, l'OPCOM est composé de 50 membres dont 15 femmes (30%).

Depuis plusieurs années, la politique du Groupe en matière de nomination consiste à renforcer la mixité. Le Groupe veille à développer des viviers de talents mixtes, composés de cadres dirigeants et de hauts potentiels, participant ainsi à la féminisation des deux instances susmentionnées à savoir le Comex et l'OPCOM. Ainsi pour les postes clés du Groupe, la décision finale de nomination est prise à partir d'une liste de candidats comprenant des hommes et des femmes. La plupart des nominations proviennent de ce vivier composé d'environ 570 personnes, dont 34% de femmes (500 personnes et 35,9% de femmes sans EQUANS).

Ces actions ont pour objectif de permettre de faire évoluer les parcours de carrière et l'évolution de talents aux profils divers pour disposer à terme d'organes de gouvernance incarnant pleinement la politique de diversité du Groupe.

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction

4.4.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux

La rémunération des dirigeants mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG). Elle fait l'objet d'une présentation et de votes contraignants lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires conformément aux articles L. 22-10-8, L. 22-10-9 et L. 22-10-34 du Code de commerce.

La politique de rémunération est revue annuellement par le CNRG et s'appuie notamment sur des études spécifiques.

Dans ses recommandations au Conseil d'Administration, le CNRG veille à proposer une politique de rémunération en conformité avec l'intérêt social et les pratiques des grands groupes internationaux comparables pour des positions similaires, sur la base d'un *benchmark* réalisé par un cabinet externe comprenant des sociétés du CAC 40, de l'Eurostoxx 50 (à l'exclusion des sociétés du secteur financier) et de l'Eurostoxx *Utilities*.

Conformément à l'article 9.6 du Code Afep-Medef, le Président du Conseil d'Administration, ayant la qualité d'Administrateur indépendant, ne perçoit pas de rémunération variable liée à la performance de la Société.

La rémunération des autres dirigeants mandataires sociaux comprend en règle générale :

- une part fixe ; ce montant fixe demeure inchangé pendant la durée du mandat sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du CNRG, en décide autrement ;
- une part variable équilibrée par rapport au total des rémunérations et dont l'objet est de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats ; et
- une part incitative à long terme soumise à des conditions de performance.

Des critères de performance exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et maintiennent un lien entre la performance du Groupe et la rémunération de ses dirigeants dans une perspective de court, moyen et long terme, contribuant ainsi à la stratégie et à la pérennité de la Société.

Les politiques de rémunération applicables pour le Président du Conseil et pour le Directeur Général à compter de 2022 sont mentionnées à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.1 Rémunération fixe

Rémunération fixe au titre de 2021

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, a perçu une rémunération de 450 000 euros.

La rémunération annuelle fixe de Catherine MacGregor, Directrice Générale, s'est élevée à 1 000 000 euros, à laquelle s'ajoute un avantage en nature annuel de 4 060 euros.

Rémunération fixe au titre de 2022

Il est renvoyé à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.2 Rémunération variable

Rémunération variable au titre de 2020

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, n'a perçu aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

Quant à Claire Waysand, Directrice Générale par intérim du 24 février au 31 décembre 2020, le Conseil d'Administration du 26 février 2020 a, sur proposition du CNRG, arrêté une rémunération spécifique au titre de son mandat de Directeur Général par intérim, dans la limite de 400 000 euros, soumise à deux conditions de performance : l'efficacité du fonctionnement de la direction collégiale et sa capacité à assurer le pilotage opérationnel du Groupe pendant cette période. Sur proposition du CNRG, le Conseil d'Administration du 17 décembre 2020 a décidé d'arrêter à son plafond de 400 000 euros cette rémunération spécifique au vu de la qualité de la gestion pendant la période de transition, notamment sous l'angle des critères précités.

Par ailleurs, au titre du contrat de travail de Claire Waysand, la rémunération variable annuelle correspond à un bonus cible de 100% de la rémunération fixe annuelle correspondant à un taux d'atteinte de 100% des objectifs, assortie d'un plafond de maximum 150% en cas de surperformance.

Ce bonus est soumis à hauteur de 65% à des critères quantitatifs (RNRPG pour moitié, ROC et dette nette économique pour un quart chacun) et de 35% à une évaluation qualitative ; enfin un malus jusqu'à 20% de la cible peut s'appliquer (Santé-Sécurité/*Compliance*).

La part qualitative a été soumise aux critères de performance suivants :

- gestion de la crise Covid-19 et préparation de la sortie de crise (60%) :
  - santé/sécurité des salariés,
  - continuité des services essentiels et rapidité de la reprise de toutes les activités,
  - sécurisation de la liquidité et mitigation des impacts financiers ;
- progrès dans la simplification du Groupe et la sélectivité des activités et des géographies (20%) ;
- qualité des relations entre Conseil et Management et engagement du Comex et des équipes (20%).

Lors de sa séance du 25 février 2021, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG :

- constaté que le taux de réussite des critères quantitatifs s'élève à 37,5% (décomposé comme suit : RNRPG par action (1/2) : 0% ; ROC (1/4) : 0% ; Dette nette économique (1/4) : 150%) ;
- établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 132%.

Compte tenu des pondérations respectives des critères quantitatifs (65%) et qualitatifs (35%), cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 70,58%.

Le montant de la part variable au titre de 2020 versé à Claire Waysand au titre de son contrat de travail s'élève ainsi à 388 190 euros pour la totalité de l'exercice 2020, soit 323 491 prorata temporis du 24 février au 31 décembre 2020.

Rémunération variable au titre de 2021

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, ne perçoit aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

S'agissant de Catherine MacGregor, Directrice Générale, la rémunération variable annuelle cible à verser en 2022 au titre de 2021 s'élève à 100% de la rémunération fixe (1 000 000 euros) pour un taux d'atteinte des objectifs de 100% avec un maximum de 140% de la rémunération fixe (1 400 000 euros) en cas de dépassement des objectifs fixés.

Elle est décomposée en deux parties : une partie financière (65%) et une partie extra-financière (35%).

Pour la partie financière, les critères retenus sont le RNRPG (25%), le ROC (25%), le free cash flow (hors GEM) (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2021 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 25 février 2021.

Pour la partie extra-financière, figurent :

- la simplification et le renforcement de l'organisation : mise en place de l'organisation, Comex, engagement (30 %) ;
- l'efficacité dans la mise en œuvre de la stratégie : Equans, stratégie de croissance des GBU, gestion de la performance (40%) ;
- le taux de fréquence des accidents du travail (10%) ;
- les émissions de CO_2 liées à la production d'énergie (10%) ;
- la surperformance par rapport à la moyenne du secteur communiquée par chacune des cinq agences de notation suivantes : SAM, Sustainalytics, Vigeo-Eiris, MSCI et CDP Climat (10%).

Lors de sa séance du 14 février 2022, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG :

- constaté que le taux de réussite des critères financiers s'élève à 129 % (décomposé comme suit : RNRPG par action : 140 % ; ROC : 140 % ; Free cash-flow : 123 % ; Dette nette économique : 112 %) ;
- établi le taux de réussite des critères extra-financiers à 121 % (décomposé comme suit : organisation : 110%, stratégie : 130% ; taux de fréquence des accidents du travail : 140% - voir toutefois la réduction du bonus précisée ci-après ; émissions de CO_2 liées à la production d'énergie : 117% ; surperformance en matière de notations RSE : 100%).

Compte tenu des pondérations respectives des critères financiers et extra-financiers, cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 126%, soit un montant de 1 259 000 euros.

Toutefois, compte tenu de la gravité des accidents survenus en 2021 et sur proposition de la Directrice Générale le Conseil a décidé qu'une réduction de 15% du bonus cible, soit 150 000 euros, sera appliquée sur le bonus à verser en 2022 au titre de 2021 qui sera ainsi ramené de 1 259 000 euros à 1 109 000 euros.

Le montant de la part variable au titre de 2021 s'élève ainsi à 1 109 000 euros. Il ne sera versé à Catherine MacGregor que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.

Rémunération variable au titre de 2022

Il est renvoyé à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.3 Rémunération incitative à long terme (Unités de Performance)

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, suivant les recommandations du Code Afep-Medef qui visent à inscrire l'action des dirigeants dans la durée, a recommandé au Conseil d'Administration que les dirigeants mandataires sociaux exécutifs bénéficient de rémunérations ayant un caractère incitatif à long terme, à condition qu'elles soient raisonnables et subordonnées à des conditions de performance strictes et comparables à celles des autres bénéficiaires. Le Conseil d'Administration du 26 février 2020 a décidé que cette part ne pourra, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale du Directeur Général.

Jusqu'en 2021, les plans d'incitation à long terme ont pris la forme d'Unités de Performance (UP).

Unités de Performance au titre de l'exercice 2020

Aucune UP n'a été attribuée au titre de 2020.

Unités de Performance au titre de l'exercice 2021

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, ne s'est vu attribuer aucune UP au titre de 2021 conformément à la politique de rémunération qui prévoit que la rémunération du Président du Conseil ne comprend pas de rémunération variable annuelle ou pluriannuelle ni aucun dispositif d'intéressement à long terme.

Sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil d'Administration a, lors de sa séance du 25 février 2021, attribué 120 000 UP au titre de 2021 à Catherine MacGregor, Directrice Générale. Les UP attribuées au titre de 2021 ont été valorisées à 7,34 euros l'unité.

Unités de Performance au titre de l'exercice 2022

À compter de 2022, il est proposé d'intégrer le Directeur Général dans le plan d'actions de performance, qui remplacerait les Unités de Performance dont il bénéficiait jusqu'à présent. Il est renvoyé à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.4 Régime de retraite

Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire au titre de ses fonctions de Président du Conseil d'Administration.

Catherine MacGregor, Directrice Générale, bénéficie d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82 du Code général des impôts) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe. La Directrice Générale bénéficie également du régime de retraite obligatoire (article 83 du Code général des impôts) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe.

4.4.1.5 Contrat de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence

	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Pierre Clamadieu *Président*	Non	Non	Non	Non
Catherine MacGregor *Directrice Générale*	Non	voir 4.4.1.4	voir ci-dessous	voir ci-dessous

En cas de départ du Groupe, l'ancien Directeur Général sera tenu par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en douze mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ du dirigeant, renoncer à l'application de cette clause.

En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave du dirigeant mandataire social et quelle que soit la forme que revêt ce départ, le Directeur Général bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne.

Pour le surplus, l'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef sont applicables à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "*année de rémunération*" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée sur la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

4.4.1.6 Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

	2021		2020	
En euros	Montants dus au titre de 2021	Montants versés en 2021	Montants dus au titre de 2020	Montants versés en 2020
Jean-Pierre Clamadieu				
Président				
Rémunération fixe	450 000	450 000	450 000	450 000
Rémunération variable	0	0	0	0
Abondement dédié à la retraite	0	0	0	0
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Rémunération d'Administrateur	0	0	0	0
Avantages en nature	0	0	0	0
TOTAL	**450 000**	**450 000**	**450 000**	**450 000**

	2021		2020	
En euros	Montants dus au titre de 2021	Montants versés en 2021	Montants dus au titre de 2020	Montants versés en 2020
Catherine MacGregor				
Directrice Générale				
Rémunération fixe	1 000 000	1 000 000	Non applicable	Non applicable
Rémunération variable	1 109 000	0	Non applicable	Non applicable
Abondement dédié à la retraite	527 250	000	Non applicable	Non applicable
Rémunération exceptionnelle	0	0	Non applicable	Non applicable
Rémunération d'Administrateur	0	0	Non applicable	Non applicable
Avantages en nature	4 060	4 060	Non applicable	Non applicable
TOTAL	**2 640 310**	**1 004 060**	**NON APPLICABLE**	**NON APPLICABLE**

4.4.1.7 Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social

En euros	2021	2020
Jean-Pierre Clamadieu		
Président		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	450 000	450 000
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
TOTAL	**450 000**	**450 000**

En euros	2021	2020
Catherine MacGregor		
Directrice Générale		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	2 640 310	Non applicable
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	Non applicable
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	Non applicable
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	880 800	Non applicable
TOTAL	**3 521 110**	

La valorisation des Unités de Performance (UP), réalisée sur base d'un modèle fourni par un cabinet externe spécialisé, est fondée sur une approche commune à toutes ses entreprises clientes afin d'obtenir des valorisations comparables. Elle utilise les paramètres et hypothèses conformes aux préconisations des normes IFRS, mais prend en compte toutes les éventuelles conditions de performance (externes et internes), et non pas uniquement les conditions de performance dites "de marché" comme dans les normes IFRS 2. Cette valorisation tient compte également du cours de l'action, du taux de dividende annuel attendu, de la volatilité historique de l'action, du taux sans risque, d'une maturité à trois ans et d'une durée d'acquisition de trois ans et de la durée d'exercice qui est de trois ans. Ainsi la valorisation unitaire retenue est de 11,15 euros pour l'attribution au titre de 2014, de 9,69 euros pour l'attribution au titre de 2015, de 7,73 euros au titre de 2016, de 6,09 euros au titre de 2017, de 6,58 euros au titre de 2018, de 7,84 euros au titre de 2019 et de 7,34 euros au titre de 2021.

Cette valorisation est théorique, dans la mesure où l'acquisition effective des UP (plusieurs années après leur attribution) dépend de la réalisation de conditions de performance strictes et exigeantes.

4.4.1.8 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2021 ou attribués au titre du même exercice à chaque dirigeant mandataire social de la Société, soumis au vote des actionnaires

Conformément à l'article L. 22-10-34 II du Code de commerce, l'Assemblée Générale des actionnaires du 21 avril 2022 statuera sur les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés au cours ou attribués au titre de l'exercice 2021 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration et à Catherine MacGregor, Directrice Générale.

Les éléments de rémunération variables ou exceptionnels attribués au titre de l'exercice 2021 ne peuvent être versés qu'après approbation par l'Assemblée Générale des éléments de rémunération du dirigeant mandataire social concerné.

4.4.1.8.1 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2021 ou attribués au titre de l'exercice 2021 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2021	Montants attribués au titre de l'exercice 2021	Commentaires
Rémunération fixe	450 000 €	450 000 €	La rémunération annuelle fixe de Jean-Pierre Clamadieu s'élève à 450 000 €.
Rémunération variable annuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable annuelle.
Abondement dédié à la retraite	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun abondement dédié à la retraite.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne perçoit pas de rémunération à raison de son mandat d'Administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune attribution de stock-option, d'Action de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme.
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune indemnité de prise ou de cessation de fonction.
Régime de retraite supplémentaire	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire.
Avantages de toute nature	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu n'a pas bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.4.1.8.2 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2021 ou attribués au titre de l'exercice 2021 à Catherine MacGregor, Directrice Générale

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2021	Montants attribués au titre de l'exercice 2021	Commentaires
Rémunération fixe	1 000 000€	1 000 000€	La rémunération fixe de Catherine MacGregor a été fixée à 1 000 000 €
Rémunération variable annuelle	Néant	1 109 000€	La rémunération variable annuelle cible à verser en 2022 au titre de 2021 s'élève à 100% de la rémunération fixe (1 000 000 euros) pour un taux d'atteinte des objectifs de 100% avec un maximum de 140% de la rémunération fixe (1 400 000 euros) en cas de dépassement des objectifs fixés. Elle est décomposée en deux parties : une partie financière (65%) et une partie extra-financière (35%). Pour la partie financière, les critères retenus sont le RNRPG (25%), le ROC (25%), le free cash flow (hors GEM) (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2021 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 25 février 2021. Pour la partie extra-financière, figurent : • la simplification et le renforcement de l'organisation : mise en place de l'organisation, Comex, engagement (30 %) ; • l'efficacité dans la mise en œuvre de la stratégie : EQUANS, stratégie de croissance des GBU, gestion de la performance (40%) ; • le taux de fréquence des accidents du travail (10%) ; • les émissions de CO_2 liées à la production d'énergie (10%) ; • la surperformance par rapport à la moyenne du secteur communiquée par chacune des cinq agences de notation suivantes : SAM, Sustainalytics, Vigeo-Eiris, MSCI et CDP Climat (10%). Lors de sa séance du 14 février 2022, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG : • constaté que le taux de réussite des critères financiers s'élève à 129 % (décomposé comme suit : RNRPG par action : 140 % ; ROC : 140 % ; Free cash-flow : 123 % ; Dette nette économique : 112 %) ; • établi le taux de réussite des critères extra-financiers à 121 % (décomposé comme suit : organisation : 110% , stratégie : 130% ; taux de fréquence des accidents du travail : 140% - voir toutefois la réduction du bonus précisée ci-après ; émissions de CO_2 liées à la production d'énergie : 117% ; surperformance en matière de notations RSE : 100%). Compte tenu des pondérations respectives des critères financiers et extra-financiers, cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 126%, soit un montant de 1 259 000 euros. Toutefois, compte tenu de la gravité des accidents survenus en 2021 et sur proposition de la Directrice Générale, le Conseil a décidé qu'une réduction de 15% du bonus cible, soit 150 000 euros, sera appliquée sur le bonus à verser en 2022 au titre de 2021 qui sera ainsi ramené de 1 259 000 euros à 1 109 000 euros. Le montant de la part variable au titre de 2021 s'élève ainsi à 1 109 000 euros. Il ne sera versé à Catherine MacGregor que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a bénéficié d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a pas perçu de rémunération à raison de son mandat d'Administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a bénéficié d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Valorisation : 880 800€	Catherine MacGregor a bénéficié de l'attribution de 120 000 unités de performance au titre de 2021 (voir note sur cette valorisation théorique à la Section 4.4.1.7 du Document d'enregistrement universel 2021).

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2021	Montants attribués au titre de l'exercice 2021	Commentaires
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	En cas de départ du Groupe, l'ancien Directeur Général sera tenu par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en douze mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ du dirigeant, renoncer à l'application de cette clause. En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave du dirigeant mandataire social et quelle que soit la forme que revêt ce départ, le Directeur Général bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne. Pour le surplus, l'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef est applicable à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "*année de rémunération*" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée sur la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.
Régimes de retraite supplémentaire	Néant	527 250€	Le Directeur Général bénéficie d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe. Au titre de 2021, cet abondement s'élève à 527 250 euros et sera versé en 2022 sous réserve du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022. Le Directeur Général bénéficie également du régime de retraite obligatoire (article 83) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe. Le montant de la cotisation (article 83) au titre de 2021 s'élève à 26 327 €.
Avantages de toute nature	4 060€	4 060€	Catherine MacGregor a bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.4.1.9 Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations

Multiples de rémunération pour la fonction de Président

Tableau des ratios au titre du I. 6° et 7° de l'article L.22-10-9 du Code de commerce [1]

En euros	2017	2018	2019	2020	2021
Rémunération de la **Fonction Président :**		350 000	433 064	450 000	450 000
Jean-Pierre Clamadieu à compter du 18/05/2018 - Auparavant Gérard Mestrallet était Président					
Évolution par rapport à l'exercice précédent			24%	4%	0%
Informations sur le périmètre de la société cotée - non représentative au sens de l'activité et du nombre de salariés					
Rémunération moyenne des salariés	72 365	73 875	73 845	76 791	77 142
Évolution par rapport à l'exercice précédent	5%	2%	0%	4%	0%
Rémunération médiane des salariés	64 361	66 175	66 487	72 571	66 967
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Informations complémentaires sur le périmètre élargi France [2]					
Rémunération moyenne des salariés	45 551	46 307	46 476	46 870	48 278
Évolution par rapport à l'exercice précédent	1%	2%	0%	1%	3%
Rémunération médiane des salariés		Non disponible			
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés		7,6	9,3	9,6	9,3
Évolution par rapport à l'exercice précédent			23%	3%	-3%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés		Non calculable			
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Performance de la société [3]					
COI croissance organique	5%	5%	14%	-16%	47%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	150%	0%	180%	-214%	194%
ROCE	6,30%	6,50%	6,10%	5,45%	8,90%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	9%	3%	-6%	-11%	63%
RN récurrent part du Groupe hors E&P et GNL (Bn€)	2,54	2,38	2,46	1,70	3,20
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-9%	-6%	3%	-31%	85%

(1) Les informations reprises dans la présente Section sont établies sur la base des lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021
(2) Le ratio jugé pertinent est celui qui prend en considération l'ensemble des salariés en France
(3) La performance est appréciée sur une base consolidée

Multiples de rémunération pour la fonction de Directeur Général

Tableau des ratios au titre du I. 6° et 7° de l'article L.22-10-9 du Code de commerce

Exercice N-1	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**
Rémunération de la **Fonction DG :** Isabelle Kocher du 3 mai 2016 au 24 février 2020 puis Claire Waysand par intérim à partir du 24 février 2020 au 31 décembre 2020 puis Catherine MacGregor depuis le 1er janvier 2021	2 319 438	2 550 142	2 588 572	1 287 669	2 608 350
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-2%	10%	2%	-50%	103%
Informations sur le périmètre de la société cotée - non représentative au sens de l'activité et du nombre de salariés					
Rémunération moyenne des salariés	72 365	73 875	73 845	76 791	77 142
Évolution par rapport à l'exercice précédent	5%	2%	0%	4%	0%
Rémunération médiane des salariés	64 361	66 175	66 487	72 571	66 967
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Informations complémentaires sur le périmètre élargi France (1)					
Rémunération moyenne des salariés	45 551	46 307	46 476	46 870	48 278
Évolution par rapport à l'exercice précédent	1%	2%	0%	1%	3%
Rémunération médiane des salariés		Non disponible			
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	50,9	55,1	55,7	27,5	54,0
Évolution par rapport à l'exercice précédent		8%	1%	-51%	97%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés		Non calculable			
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Performance de la société (2)					
COI croissance organique	5%	5%	14%	-16%	47%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	150%	0%	180%	-214%	194%
ROCE	6,30%	6,50%	6,10%	5,45%	8,90%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	9%	3%	-6%	-11%	63%
RN récurrent part du Groupe hors E&P et GNL (Bn€)	2,54	2,38	2,46	1,70	3,20
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-9%	-6%	3%	-31%	85%

(1) Le ratio jugé pertinent est celui qui prend en considération l'ensemble des salariés en France
(2) La performance est appréciée sur une base consolidée

4.4.1.10 Politique de rémunération des mandataires sociaux

Les politiques de rémunération des mandataires sociaux ci-dessous seront soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des Actionnaires qui se tiendra le 21 avril 2022, conformément à l'article L. 22-10-8 du Code de commerce.

4.4.1.10.1 Politique de rémunération des Administrateurs

Sur proposition du Conseil d'Administration, l'Assemblée Générale fixe le montant global de l'enveloppe annuelle de la rémunération des Administrateurs, à répartir par le Conseil entre ses membres.

Le Conseil d'Administration du 11 décembre 2013, sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, a fait évoluer les règles de répartition de l'enveloppe annuelle fixée par l'Assemblée Générale du 16 juillet 2008 d'un montant, inchangé depuis 2008, de 1,4 million d'euros, selon un système de distribution individuelle, alliant une part fixe à une part variable prépondérante en fonction de la présence des Administrateurs aux séances du Conseil et à celles des comités du Conseil, conformément à l'article 21.1 du Code Afep-Medef.

Les règles de répartition appliquées sont présentées ci-après. Elles sont inchangées en 2022 par rapport à 2021. Elles ont été modifiées pour la dernière fois le 29 juillet 2019. Il est rappelé que les dirigeants mandataires sociaux ne perçoivent pas de rémunération au titre de leur participation au Conseil d'Administration.

Administrateur		Part fixe	15 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	55 000 euros (1), si 100% de présence
Comité d'Audit	Président	Part fixe	15 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	44 000 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros (1), si 100% de présence
CSIT	Président (2)	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	27 500 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 euros (1), si 100% de présence
CEEDD	Président	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 euros (1), si 100% de présence
CNRG	Président	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 euros (1), si 100% de présence

(1) Part variable augmentée de 25% pour les non-résidents européens et de 50% pour les non-résidents non-européens, en cas de participation physique aux réunions

(2) Jean-Pierre Clamadieu, Président du CSIT, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation aux travaux du Conseil et de ce comité

4.4.1.10.2 Les Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Il a été versé, au titre de l'exercice 2021, aux mandataires sociaux non dirigeants les rémunérations figurant au tableau ci-après, étant précisé que, sauf autre indication, aucune autre rémunération ne leur a été versée de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées au titre dudit exercice.

En euros	**Exercice 2021 (1)**	**Exercice 2020 (1)**
Fabrice Brégier	91 500 (2)	91 500 (2)
Patrice Durand (3)	77 775 (2)	77 775 (2)
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière (3)	75 812 (2)	74 970 (2)
Françoise Malrieu	150 500 (2)	150 500 (2)
Ross McInnes	150 500 (2)	150 500 (2)
Marie-José Nadeau	177 087 (4)	166 389 (4)
Lord Peter Ricketts of Shortlands	96 048 (4)	97 672 (4)
TOTAL	**819 222**	**809 306**

(1) La rémunération des Administrateurs due au titre d'un exercice est versée au cours de l'exercice concerné

(2) Avant déduction de la retenue à la source relative aux prélèvements fiscaux et sociaux

(3) Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, du secteur privé

(4) Avant déduction de la retenue à la source qui frappe la rémunération des Administrateurs résidant hors de France

*G G G

d'accidents mortels, etc.), la réduction des émissions de CO_2 liées à la production d'énergie en ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif 2030, un taux de féminisation de 35% des managers recrutés et une amélioration du rating ESG du Groupe. Ces quatre critères comptent pour 30% de la partie extra-financière et reçoivent chacun une pondération identique. Les autres critères extra-financiers (comptant pour 70% de cette partie), dans la mesure où ils peuvent contenir des informations sensibles d'un point de vue stratégique, seront rendus publics en 2023.

Le Conseil d'administration a entamé l'année dernière un alignement de la part incitative à long terme du Directeur Général, qui prenait la forme d'unités de performance, et celle des membres du Comex, cadres dirigeants et autres collaborateurs bénéficiaires d'actions de performance. Cette première étape d'alignement a porté sur les conditions de performance des unités de performance et des actions de performance.

Le Conseil souhaite mener cet alignement à son terme en intégrant dorénavant le Directeur Général dans le plan d'actions de performance, qui remplacerait les unités de performance dont il bénéficiait jusqu'à présent. Le nombre d'actions de performance qui seraient attribuées au Directeur Général est pour 2022 identique au nombre d'unités de performance dont il bénéficiait, soit une attribution annuelle de 120 000 actions de performance.

Ainsi la part incitative à long terme du Directeur Général prend la forme d'actions de performance soumises aux mêmes conditions de performance que celles assortissant les plans d'actions de performance en faveur de certains salariés qui font l'objet de la 27e résolution soumise à l'Assemblée Générale des Actionnaires du 21 avril 2022. Ces conditions de performance sont exclusivement quantifiables. Elles incluent au moins une condition de performance extra-financière reflétant les objectifs RSE du Groupe, en cohérence avec la raison d'être statutaire de la Société. Cette part incitative à long terme vise à inciter le dirigeant à inscrire son action dans le long terme ainsi qu'à le fidéliser et à favoriser l'alignement de ses intérêts avec l'intérêt social de l'entreprise et l'intérêt des actionnaires. Cette part ne peut, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale du dirigeant. Conformément à l'article 25.3.3 du Code Afep-Medef, le Directeur Général s'engage formellement à ne pas recourir à des mécanismes de couverture de ces actions de performance.

Il est rappelé que le Directeur Général a pour objectif de constituer un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à deux années de rémunération fixe, soit 2 000 000 euros. Jusqu'à l'atteinte de cet objectif de détention, deux tiers des actions de performance acquises par le Directeur Général demeurent incessibles. Au 31 décembre 2021, la Directrice Générale détenait 30 000 actions ENGIE acquises à titre personnel.

Les conditions de performance financières sont relatives à la croissance du résultat net récurrent part du Groupe (RNRPG) sur deux ans par rapport à un panel de référence, ci-après le "Panel" (comptant pour 25% du total des conditions de performance), à l'évolution du *Total Shareholder Return* (TSR) (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à ce même Panel (comptant pour 25%), ainsi qu'au retour sur capitaux employés (ROCE) figurant au Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) arrêté par le Conseil d'Administration (au pro forma)(comptant pour 30%).

Le Panel retenu pour l'appréciation relative de la croissance du RNRPG et du TSR est composé des sociétés EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE, chacune de ces sociétés recevant une pondération identique.

Pour l'appréciation de la condition de performance relative à la croissance du RNRPG, la croissance sera calculée comme le ratio du RNRPG des douze mois précédant le 30 juin de l'année d'échéance du plan par le RNRPG des douze mois précédant le 30 juin de la première année de mesure de la performance. Pour l'appréciation de la condition de performance relative au TSR sur trois ans (performance boursière, dividende réinvesti), afin de lisser des effets éventuels de volatilité (aubaine ou perte), le TSR sera calculé en prenant les moyennes des TSR trois ans pour ENGIE et pour les sociétés du Panel sur une durée de deux mois, se terminant au moins un mois avant la date de livraison prévue des actions de performance.

Les actions de performance seront soumises à des conditions de performance extra-financières exclusivement quantifiables (comptant ensemble pour 20% du total des conditions de performance) choisies en cohérence avec la raison d'être statutaire de la Société, à savoir les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (10%), d'augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et d'augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%). Les objectifs cibles seront ceux prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030.

Le taux de réussite relatif au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) sera égal à zéro pour un résultat inférieur à 100% de l'objectif. Pour un résultat égal à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 50%. Pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 120%. Pour un résultat supérieur à 100% et inférieur ou égal à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera progressif et linéaire entre 50% et 120%. Il est précisé qu'un résultat de 100% de l'objectif correspond à la moyenne des sociétés du Panel.

Le taux de réussite relatif à la croissance du RNRPG sera égal à zéro pour un résultat inférieur à 75% de l'objectif. Pour un résultat égal à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 80%. Pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 120%. La progression entre ces bornes est linéaire. Il est précisé qu'un résultat de 100% de l'objectif correspond à la moyenne des sociétés du Panel.

Le taux de réussite relatif au ROCE sera égal à zéro pour un résultat inférieur à 75% de l'objectif. Pour un résultat égal à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 100%. Pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 120%. La progression entre ces bornes est linéaire.

S'agissant des conditions de performance extra-financières, pour un résultat égal à l'objectif, le taux de réussite sera de 100%. Le Conseil définira avec exigence les bornes correspondant à un taux de réussite de 0% et à un taux maximum de 120% en fonction des cibles à moyen terme et de la spécificité de chacun de ces indicateurs.

La détermination des critères de performance ci-dessus procède de l'attachement du Conseil d'Administration au caractère variable de la part incitative à long terme qui rétribue la performance financière et extra-financière à moyen et long termes. Ils n'ont donc pas vocation à être revus. Toutefois, en cas de circonstances exceptionnelles (telles notamment un changement de normes comptables, un changement de périmètre significatif, la réalisation d'une opération transformante, une modification substantielle des conditions de marché ou une évolution imprévue du contexte concurrentiel), le Conseil d'Administration pourra, de manière exceptionnelle, ajuster, à la hausse ou à la baisse, les résultats sur un ou plusieurs des critères de performance assortissant la part incitative à long terme de façon à s'assurer que les résultats de l'application de ces critères reflètent bien la performance du Groupe. Cet ajustement serait effectué par le Conseil d'Administration sur proposition du CNRG et après que le Conseil d'Administration se soit assuré, d'une part, que cet ajustement vise à rétablir raisonnablement l'équilibre ou l'objectif initialement recherché, ajusté de tout ou partie de l'impact de l'événement sur la période considérée et, d'autre part, de l'alignement de l'intérêt de la Société et de ses actionnaires avec celui des bénéficiaires. Le Conseil justifierait alors en détail les ajustements qui seraient effectués, qui feront l'objet d'une communication.

Le taux de réussite global pour les Actions de Performance sera plafonné à 100%.

Le versement des éléments de rémunération variables et exceptionnels et l'attribution d'actions de performance au titre de 2022 seront conditionnés à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des actionnaires qui se tiendra en 2023.

Enfin, le Directeur Général bénéficiera d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspondra à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe. Le Directeur Général bénéficiera également du régime de retraite obligatoire (article 83 du Code général des impôts) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe.

Par ailleurs, le Directeur Général bénéficiera de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France.

Le Directeur Général, s'il est Administrateur, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

En cas de départ du Groupe, l'ancien Directeur Général sera tenu par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en douze mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ du dirigeant, renoncer à l'application de cette clause.

En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave du dirigeant mandataire social et quelle que soit la forme que revêt ce départ, le Directeur Général bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne.

Pour le surplus, l'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef sont applicables à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "année de rémunération" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée sur la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

Enfin, le Directeur Général bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.4.2 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif)

La rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) est composée d'une part fixe et d'une part variable.

L'évolution de la partie fixe de la rémunération est liée à la modification des situations spécifiques, élargissement ou changement significatif des responsabilités, repositionnements rendus nécessaires au regard de l'équité interne ou d'un décalage manifeste par rapport au marché externe.

La part variable a pour objet principal de rétribuer la contribution des dirigeants aux résultats du Groupe.

Les montants ci-dessous reprennent les parts variables payées en 2021 au titre de 2020 et payées en 2020 au titre de 2019.

La part variable versée en 2021 au titre de l'exercice 2020 est déterminée pour 65% sur des critères économiques (RNRPG, ROC, *free cash flow*, dette nette économique) et pour 35% sur des critères qualitatifs.

Tableau de synthèse des rémunérations brutes, avantages en nature inclus, des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) (1)

En euros	2021	2020
Fixe	5 171 898	5 635 333
Variable	4 476 708	7 765 000
TOTAL	**9 648 606**	**13 400 333**
Nombre de membres	16	13

(1) Les rémunérations sont calculées hors indemnités de départ et en tenant compte de la présence effective au cours de l'année considérée

Provisions de Retraites

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

4.4.3 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance (1)

4.4.3.1 Disponibilité des Actions de Performance

Les actuels articles L. 225-197-1 et L. 22-10-59 du Code de commerce imposent des restrictions à la libre disponibilité des Actions de Performance consenties aux dirigeants mandataires sociaux à l'occasion des plans d'attribution.

Conformément à ces dispositions légales, un dispositif a été mis en place prévoyant l'obligation de conserver sous forme d'actions au nominatif un certain pourcentage déterminé par le Conseil d'Administration des Actions de Performance acquises. L'objectif est qu'au bout d'un certain temps, les dirigeants mandataires sociaux, et plus largement les membres du Comité Exécutif, détiennent un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à une fraction de leur rémunération.

Le Conseil d'Administration du 1er mars 2017, sur recommandation du CNRG, a actualisé comme suit le dispositif préexistant :

- objectif fixé : constituer un portefeuille d'actions équivalent à deux années de rémunération fixe pour la Directrice Générale et à 1,5 année pour les autres membres du Comité Exécutif. Cet objectif est fixé en nombre d'actions pour chaque intéressé, ce nombre étant calculé sur la base de la rémunération fixe annuelle en vigueur au 1er janvier de l'exercice considéré et sur la moyenne des cours de bourse de l'exercice qui précède ;
- jusqu'à l'atteinte de l'objectif : conservation de 2/3 des Actions de Performance acquises et, pour la Directrice Générale, s'agissant des plans d'unité de performance, réinvestissement en actions ENGIE de 2/3 du produit de l'exercice des UP net d'impôt et de prélèvements sociaux.

4.4.3.2 Plans d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance mis en œuvre durant l'exercice 2021

Autorisation de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE 20 mai 2021 a décidé, dans sa 19e résolution, d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur de certains salariés et/ou mandataires sociaux des sociétés du Groupe (à l'exception des mandataires sociaux de la Société) dans la limite de 0,75% du capital de la Société au jour de la décision d'attribution, avec un sous-plafond annuel de 0,25% de ce même capital social. Par ailleurs, il est précisé qu'il n'était pas demandé à l'Assemblée Générale une autorisation de consentir des stock-options.

Plan d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2020 (Conseil du 25 février 2021)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 25 février 2021, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs dans l'activité *Trading*, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRDIII et CRDIV, relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers et avec l'arrêté du 13 décembre 2010. Les principales caractéristiques de ce plan, ainsi que des autres plans attribués au titre de 2018, figurent en pages 165 et suivantes du Document d'enregistrement universel 2019 déposé auprès de l'AMF le 18 mars 2020.

Plans d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2021 (Conseils du 16 décembre 2021 et du 14 février 2022)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 16 décembre 2021 a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021, de mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites, dites Actions de Performance, en faveur de certains membres du personnel d'ENGIE et de ses filiales (hors dirigeants mandataires sociaux d'ENGIE). Le Conseil d'Administration a décidé de maintenir un nombre significatif de bénéficiaires. Ce plan vise à reconnaître les collaborateurs fortement contributeurs à l'exécution de la feuille de route stratégique, à fidéliser et à renforcer l'engagement des Talents et à offrir des rémunérations compétitives pour les dirigeants. Il s'agit d'un plan d'actions existantes sans effet dilutif pour les actionnaires.

(1) Il est rappelé que depuis le 9 novembre 2017, il n'existe plus de stock-options ENGIE

Les principales caractéristiques de ce plan, portant sur 5 029 075 titres en faveur de 6 951 personnes, sont les suivantes :

Période d'acquisition	**Du 16/12/2021 au 14/03/2025 (2026 pour les principaux dirigeants hors France)**
Condition de présence *(contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle)*	Au 14/03/2025 (2026 pour les principaux dirigeants hors France)
Date d'acquisition définitive	15/03/2025 (2026 pour les principaux dirigeants hors France)
Période de conservation *(obligatoire, sauf décès et invalidité)*	Pas de période de conservation (sauf pour les principaux dirigeants en France, pour qui la période de conservation court du 15/03/2024 au 14/03/2025), pas de conservation si acquisition en 2026
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2025, et pour les principaux dirigeants à partir du 15/03/2026
Conditions de performance	À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une quadruple condition pour tous : a) Pour 25% sur le RNRPG (Résultat Net Récurrent part du Groupe) calculé comme le rapport entre la croissance du Groupe et la croissance moyenne du Panel [(1)], et b) Pour 30% sur le ROCE (Retour sur Capitaux Engagés) de l'exercice 2024 par rapport au budget de ROCE cible, c) Pour 25% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE sur trois ans par rapport à celui d'un panel [(1)] sur une durée de deux mois se terminant au moins un mois avant le 15 mars 2025, d) Pour 20% sur les conditions de performance extra-financières : • d'émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (10%) ; • d'augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) ; • d'augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%). Pour l'appréciation des conditions de performance les pentes sont les suivantes : • pour un résultat inférieur à 75%, le taux de réussite sera égal à 0% ; • pour un résultat égal à 100%, le taux de réussite sera égal à : – 50% pour la condition relative au TSR, – 80% pour la condition relative au RNRPG, – 100% pour les conditions relatives au ROCE et conditions extra-financières. • pour un résultat égal ou supérieur à 120%, le taux de réussite sera égal à 120%. La progression entre ces bornes est linéaire. La moyenne arithmétique des trois taux de réussite en a), b), c) et d) ci-dessus représente la proportion des actions qui sera définitivement acquise. Le taux de réussite global sera plafonné à 100%. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions de performance attribuées aux dirigeants du Groupe et au-delà de la première tranche de 150 actions de tous autres bénéficiaires.

(1) Le "Panel" désigne le panel de sociétés composé des sociétés EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE (chacune de ces sociétés recevant une pondération identique)

Par ailleurs, le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 14 février 2022 a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs de l'activité *Trading*, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRDIII et CRDIV, relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers, et avec l'arrêté du 13 décembre 2010.

L'attribution a concerné 130 personnes au sein de l'activité *Trading*, pour un nombre total de 448 027 Actions de Performance ENGIE. Les conditions générales fixées par le Conseil d'Administration sont les suivantes :

Période d'acquisition	**Du 14/02/2022 au 14/03/2024 pour environ la moitié des titres** **Du 14/02/2022 au 14/03/2025 pour les titres restants**
Condition de présence *(Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle)*	Au 14/03/2024 pour environ la moitié des titres Au 14/03/2025 pour les titres restants
Date d'acquisition définitive	Le 15/03/2024 pour environ la moitié des titres Le 15/03/2025 pour les titres restants
Période de conservation	Pas de période de conservation
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2024 pour environ la moitié des titres À partir du 15/03/2025 pour les titres restants
Conditions de performance	Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité *Trading* pour l'exercice 2023 pour environ la moitié des titres Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité *Trading* pour l'exercice 2024 pour les titres restants

4.4.4 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur

4.4.4.1 Actions de Performance ENGIE attribuées par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du Groupe ENGIE durant l'exercice 2021 à chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE

Néant

4.4.4.2 Actions de Performance ENGIE devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE durant l'exercice 2021

Néant

4.4.4.3 Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance ENGIE

	2016	2017		2018	
Au titre de l'année :	**Plan 2016**	**Plan 2017**	**Plan Traders 2017**	**Plan 2018**	**Plan Traders 2018**
Date de l'AG d'autorisation	03/05/2016	12/05/2017	12/05/2017	18/05/2018	18/05/2018
Date du CA de décision	14/12/2016	13/12/2017	07/03/2018	11/12/2018	27/02/2019
Valeur de l'action en euros (1)	8,44	11,64	10,79	9,36	11,41
Début de la période d'acquisition (2)	14/12/2016	13/12/2017	01/03/2018	11/12/2018	27/02/2019
Fin de la période d'acquisition	14/03/2020 (4)	14/03/2021 (8)	14/03/2020 (3) 14/03/2021 (3)	14/03/2022 (13)	14/03/2021 (3) 14/03/2022 (3)
Début de la période de conservation	néant (5)	néant (9)	néant	néant (14)	néant
Fin de la période de conservation	néant (6)	néant (10)	néant	néant (15)	néant
Conditions associées	(7)	(11)	(12)	(16)	(17)
Droits en acquisition au 31/12/2020	120 007	4 885 500	59 991	4 810 290	164 114
Actions acquises du 01/01/2021 au 31/12/2021	120 007	3 088 159	59 991	7 400	81 561
Droits annulés du 01/01/2021 au 31/12/2021	-	1 722 371	-	152 700	14 155
Solde des droits au 31/12/2021	-	74 970	-	4 650 190	68 398

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés)
(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition
(3) Pour la moitié des titres
(4) Pour tous les bénéficiaires, à l'exception des principaux dirigeants en dehors de la France et de la Belgique pour qui la période d'acquisition se termine le 14/03/2021, sans période de conservation
(5) Pour tous les bénéficiaires, à l'exception des principaux dirigeants en dehors de la France et de la Belgique pour qui la période d'acquisition se termine le 14/03/2021, sans période de conservation
(6) Pour les principaux dirigeants en France et en Belgique une période de conservation du 15/03/2020 au 14/03/2021 inclus s'applique
(7) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2018 et 2019, 1/3 sur le ROCE des exercices 2018 et 2019, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel
(8) 14/03/2022 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique
(9) 15/03/2021 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(10) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(11) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2019 et 2020, 1/3 sur le ROCE des exercices 2019 et 2020, et 1/3% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux principaux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(12) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2019 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2020 pour 50%
(13) 14/03/2023 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique
(14) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(15) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(16) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2020 et 2021, 1/3 sur le ROCE des exercices 2020 et 2021, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(17) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2020 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2021 pour 50%

	2019		2020		2021	
Au titre de l'année :	**Plan 2019**	**Plan Traders 2019**	**Plan 2020**	**Plan Traders 2020**	**Plan 2021**	**Plan Traders 2021**
Date de l'AG d'autorisation	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018	20/05/2021	20/05/2021
Date du CA de décision	17/12/2019	26/02/2020	17/12/2020	25/02/2021	16/12/2021	14/02/2022
Valeur de l'action *(en euros)* (1)	11,59	13,61	9,93	10,9	9,28	12,13
Début de la période d'acquisition (2)	17/12/2019	26/02/2020	17/12/2020	25/02/2021	16/12/2021	14/02/2022
Fin de la période d'acquisition	14/03/2023 (4)	14/03/2022 (3) 14/03/2023 (3)	14/03/2024 (9)	14/03/2023 (3) 14/03/2024 (3)	14/03/2025 (14)	14/03/2024 (3) 14/03/2025 (3)
Début de la période de conservation	néant (5)	néant	néant (10)	néant	néant (15)	néant
Fin de la période de conservation	néant (6)	néant	néant (11)	néant	néant (16)	néant
Conditions associées	(7)	(8)	(12)	(13)	(17)	(18)
Droits en acquisition au 31/12/2020	5 062 615	272 530	5 072 390	301 735	néant	néant
Actions acquises du 01/01/2021 au 31/12/2021	7 025	15 802	1 500	-	néant	néant
Droits annulés du 01/01/2021 au 31/12/2021	120 350	0	165 055	1 683	néant	néant
Solde des droits au 31/12/2021	4 935 240	256 728	4 905 835	300 052	5 029 075	néant

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés)
(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition
(3) Pour la moitié des titres
(4) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants hors de France et en Belgique
(5) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(6) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(7) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2021 et 2022, 1/3 sur le ROCE des exercices 2021 et 2022, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(8) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2021 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2022 pour 50%
(9) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants hors de France
(10) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants en France
(11) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants en France
(12) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2022 et 2023, 1/3 sur le ROCE des exercices 2022 et 2023, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(13) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2022 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2023 pour 50%
(14) 15/03/2026 pour les principaux dirigeants hors de France
(15) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants en France
(16) 15/03/2026 pour les principaux dirigeants en France
(17) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une quadruple condition pour tous : 30% ROCE 2024 par rapport à ROCE cible, 25% performance du TSR par rapport au Panel, 25% croissance RNRPG ENGIE par rapport au Panel, 20% conditions extra-financières portant sur la RSE (émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (10%), augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%)). Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(18) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2023 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2024 pour 50%

4.4.4.4 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par les dirigeants mandataires sociaux au 31 décembre 2021

Néant

4.4.5 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2021 par ENGIE et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des actions ENGIE, aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés

Nombre total d'actions attribuées	Valeur de l'action [1] *(en euros)*	Société émettrice	Plan
555 000	9,28	ENGIE	17/12/2021

(1) Valeur moyenne pondérée, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés

4.4.6 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2021

	Date de la transaction	Type de la transaction	Instrument financier	Quantité	Prix unitaire *(en euros)*	Prix de l'opération *(en euros)*
Jean-Pierre Clamadieu	02/08/2021	Acquisition	Actions	10 000	11,3467	113 467
Catherine MacGregor	01/03/2021	Acquisition	Actions	15 000	12,3050	184 575
	02/08/2021	Acquisition	Actions	15 000	11,3123	169 684,50
Paulo Almirante	15/03/2021	Acquisition	Actions	33 335 [1]	[3]	[3]
Sébastien Arbola	15/03/2021	Acquisition	Actions	8 867 [1]	[3]	[3]
				8 925 [2]	[3]	[3]
Frank Demaille	15/03/2021	Acquisition	Actions	8 925 [2]	[3]	[3]
	04/08/2021	Acquisition	Actions	2 500	11,6060	29 015
	03/11/2021	Cession	Actions	2 600	12,4640	32 406,40
Judith Hartmann	15/03/2021	Acquisition	Actions	29 750 [2]	[3]	[3]
Yves Le Gélard	15/03/2021	Acquisition	Actions	35 700 [2]	[3]	[3]
Cécile Prévieu	15/03/2021	Acquisition	Actions	8 330 [2]	[3]	[3]
Claire Waysand	02/08/2021	Acquisition	Actions	5 000	11,3580	56 790

(1) Acquisition d'actions de performance attribuées au titre de l'exercice 2016
(2) Acquisition d'actions de performance attribuées au titre de l'exercice 2017
(3) Dès lors que les actions de performance sont acquises, leur valeur brute est corrélée au cours de bourse de l'action d'ENGIE étant précisé qu'au 15 mars 2021, le cours de bourse de l'action d'ENGIE s'élevait à 12,21 euros

4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise

Pour prévenir les situations de conflits d'intérêts au sein des sociétés anonymes, le Code de commerce prévoit une procédure d'autorisation et de contrôle des conventions entre la Société et ses mandataires sociaux ou ses actionnaires significatifs.

Il en est de même des conventions conclues avec une autre société avec qui elle a des mandataires sociaux communs.

Cette procédure d'autorisation et de contrôle des conventions réglementées est organisée en cinq phases :

- information du Conseil d'Administration ;
- autorisation préalable de toute conclusion, modification, renouvellement et résiliation d'une convention réglementée par le Conseil d'Administration ;
- information des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées autorisées au cours de l'exercice et sur celles déjà autorisées et dont l'effet perdure dans le temps ;
- rapport spécial des Commissaires aux comptes ; et
- consultation de l'Assemblée Générale Ordinaire. Après avoir pris connaissance du rapport spécial des Commissaires aux comptes, l'Assemblée approuve ou désapprouve les conventions.

Sans être formellement soumises à cette procédure, les conventions déjà autorisées et dont l'exécution se poursuit, font l'objet d'un examen annuel par le Conseil.

Leur existence et leurs conséquences sont rappelées dans le rapport présenté par les Commissaires aux comptes à l'Assemblée Générale.

4.5.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales

Conformément aux dispositions législatives et sur recommandation du Comité d'Audit, le Conseil d'Administration a adopté le 17 décembre 2019 une procédure permettant d'évaluer si les conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales par la Société remplissent bien ces conditions

(www.engie..com/documentsutiles)

Un comité interne au sein du Secrétariat Général d'ENGIE, informé de tout projet de convention susceptible d'être qualifié de convention réglementée ou de convention courante, a pour mission d'analyser les caractéristiques de ladite convention et ainsi de la soumettre soit à la procédure d'autorisation et de contrôle prévue pour les conventions réglementées, soit de la qualifier de convention portant sur des opérations courantes conclues à des conditions normales.

Cette procédure prévoit également un suivi sous forme d'information annuelle sur sa mise en œuvre au Comité d'Audit et au Conseil d'Administration. Dans le respect de la réglementation, il est aussi rappelé que les personnes directement ou indirectement intéressées à l'une desdites conventions ne participent ni aux débats ni aux votes relatifs à leur évaluation et leur adoption.

4.5.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées

Le rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées visées aux articles L. 225-38 et suivants du Code de commerce au titre de l'exercice 2021 figure à la Section 4.7 du présent chapitre.

Le détail des opérations avec les parties liées telles que visées par les normes adoptées conformément au Règlement européen (CE) 1606/2002, figure à la Note 22 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

4.5.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de contrat de service liant les membres des organes d'administration ou de direction à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales, prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.5.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations

Les actionnaires de la Société ont consenti au Conseil d'Administration les délégations de compétence et autorisations en matière financière ci-après :

Autorisations données par l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
19e	Émissions d'actions et/ou de valeurs mobilières avec maintien du DPS(1) *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (13e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions(2)(3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
20e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du DPS(1) *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (14e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions(2)(3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
21e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du DPS(1) dans le cadre d'une offre visée à l'article L.411-2 du Code monétaire et financier *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (15e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions(2)(3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
22e	Augmentation du montant des augmentations de capital (*green-shoe*) réalisées en applications des 19e, 20e et 21e résolutions *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (16e résolution)	Maximum de **15 %** de l'émission initiale(2)(3)	Néant	Intégralité de l'autorisation
23e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières en rémunération d'apports de titres consentis à la Société dans la limite de 10 % du capital social *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (17e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions(2)(3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
26e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions auto-détenues	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin aux délégations données par l'AGM du 18 mai 2018 (25e résolution)	10% du capital par période de 24 mois	Néant	Intégralité de l'autorisation

(1) DPS : Droit Préférentiel de Souscription
(2) Montants communs aux émissions de valeurs mobilières décidées au titre des 19e, 20e, 21e, 22e, 23e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020
(3) Plafond commun fixé par la 24e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020, aux 19e, 20e, 21e, 22e et 23e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020 : 265 millions d'euros

Autorisations données par l'Assemblée Générale Mixte du 20 mai 2021

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
5e	Autorisation d'opérer en bourse sur les actions de la Société	**18 mois jusqu'au 19 novembre 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14 mai 2020 (6e résolution)	Prix maximum d'achat : **30 euros** Détention maximum : **10%** du capital Montant cumulé des acquisitions : **7,3** milliards d'euros ***Non utilisable en période d'offre publique visant la société***	Détention au 31 décembre 2021 de 0,62% du capital social	Reste 9,38% du capital
16e	Augmentation de capital social réservée aux salariés adhérents de plans d'épargne d'entreprise du groupe ENGIE	**26 mois jusqu'au 19 juillet 2023** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14 mai 2020 (27e résolution)	**2%** du capital le jour de la mise en œuvre de la délégation. **Montant commun avec la 17e résolution de l'AGM du 20 mai 2021**	Néant	Intégralité de l'autorisation
17e	Augmentation de capital réservée à toutes entités constituées dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du groupe ENGIE	**18 mois jusqu'au 19 novembre 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14 mai 2020 (28e résolution)	**0,5%** du capital social le jour de la mise en œuvre de la délégation, **montant s'imputant sur le plafond de 2% visé à la 16e résolution de l'AGM du 20 mai 2020** (1)(2)	Néant	Intégralité de l'autorisation
18e	Autorisation à donner au Conseil d'Administration à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur, d'une part, de l'ensemble des salariés et mandataires sociaux des sociétés du groupe ENGIE (à l'exception des mandataires sociaux de la société ENGIE) et, d'autre part, des salariés participant à un plan d'actionnariat salarié international du groupe ENGIE (Plans Monde)	**38 mois jusqu'au 19 juillet 2024** Met fin, à hauteur de la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (28e résolution)	**0,75%** du capital social, (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social), **plafond commun aux 18e et 19e résolutions de l'AGM du 20 mai 2021**	Néant	Intégralité de l'autorisation
19e	Autorisation à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur de certains salariés et mandataires sociaux des sociétés du groupe ENGIE à l'exception des mandataires sociaux de la société ENGIE (Plans Discrétionnaires)	**38 mois jusqu'au 19 juillet 2024** Met fin, à hauteur de la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (29e résolution)	**0,75**% du capital social (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social), **plafond commun aux 18e et 19e résolutions de l'AGM 20 mai** (3)	Attribution le 16 décembre 2021 de 5 029 075 actions de performance soit 0,21% % du capital au 31 décembre 2021, et le 14 février 2022 de 448 027 actions de performance, soit une attribution totale de 0,22 % du capital au 14 février 2022	0,1% du capital

(1) Le montant nominal maximal global des émissions décidées en vertu des 16e et 17e résolutions est fixé à 265 millions d'euros par la 24e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020
(2) Le montant nominal des émissions décidées au titre de la 17e résolution s'impute sur le plafond de 2% du capital de la 16e résolution
(3) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 20 mai 2021, pour les attributions décidées au titre des 18e et 19e résolutions

4.5.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales

Convocation aux assemblées (articles 20, 21 et 22 des statuts)

Les Assemblées Générales Ordinaires et Extraordinaires et, le cas échéant, les Assemblées Spéciales sont convoquées, se réunissent et délibèrent dans les conditions prévues par la loi. L'ordre du jour des assemblées est arrêté par l'auteur de la convocation ; toutefois, un ou plusieurs actionnaires peuvent, dans les conditions prévues par la loi, requérir l'inscription à l'ordre du jour de projets de résolutions.

L'assemblée se réunit au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

Les assemblées sont présidées par le Président du Conseil d'Administration ou, en son absence, par le Vice-Président du Conseil d'Administration, un Directeur Général Délégué s'il est lui-même Administrateur ou en l'absence de celui-ci, par un Administrateur spécialement délégué à cet effet par le Conseil. À défaut, l'assemblée élit elle-même son Président.

Les fonctions de scrutateurs sont remplies par les deux membres de l'assemblée présents et acceptant cette fonction disposant du plus grand nombre de voix. Le bureau désigne le secrétaire, lequel peut être choisi en dehors des actionnaires.

Il est tenu une feuille de présence dans les conditions prévues par la loi. Les procès-verbaux des assemblées sont établis et leurs copies sont délivrées et certifiées dans les conditions prévues par la loi.

Participation aux assemblées (article 20 des statuts)

Tout actionnaire a le droit d'assister aux assemblées à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles.

Le droit de participer aux assemblées ou de s'y faire représenter est subordonné à l'enregistrement comptable des titres au nom de l'actionnaire au deuxième jour ouvré précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Le Conseil d'Administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes pour l'accès à l'Assemblée Générale.

Si le Conseil d'Administration le décide au moment de la convocation de l'assemblée, les actionnaires pourront participer à l'assemblée par visioconférence ou par tous moyens de télécommunication ou télétransmission, y compris internet, permettant leur identification dans les conditions et suivant les modalités fixées par la réglementation en vigueur. Le cas échéant, cette décision est communiquée dans l'avis de réunion publié au *Bulletin des annonces légales obligatoires* (BALO).

Droit de vote (articles 10, 11, 12 et 20 des statuts)

Sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles. Depuis le 2 avril 2016, conformément à l'article L. 22-10-46 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double (voir Section 5.1.1.3 "Droits de vote").

Les actions sont indivisibles à l'égard de la Société. Lorsque les actions sont l'objet d'un usufruit, les droits de vote attachés à ces actions appartiennent à l'usufruitier dans les Assemblées Générales Ordinaires et au nu-propriétaire dans les Assemblées Générales Extraordinaires.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à la condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions ou droits nécessaires.

Tout actionnaire peut se faire représenter dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements dans toutes les assemblées. Les propriétaires de titres mentionnés au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues par la loi, par un intermédiaire inscrit. Tout actionnaire peut voter par correspondance dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements. Les actionnaires peuvent, dans les conditions fixées par les lois et règlements, adresser leur formule de procuration et de vote par correspondance, soit sous forme papier, soit, sur décision du Conseil d'Administration publiée dans l'avis de réunion et l'avis de convocation, par télétransmission.

Dividendes (article 26.2 des statuts)

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice, bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10% du dividende versé aux autres actions. Cette majoration est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social.

Action spécifique (article 6 des statuts)

Conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015, le capital social comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie (voir Section 5.4.4 "Action spécifique").

Modification des droits attachés aux actions

Sauf dans les cas où la loi en dispose autrement, les droits attachés aux actions de la Société ne peuvent être modifiés que par l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires, sous réserve des dispositions particulières afférentes à l'action spécifique de l'État prévues à l'article 6 des statuts (se référer également à la Section 5.4.4 "Action spécifique").

Conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables, qui définissent les droits attachés aux actions ENGIE, toute modification des statuts doit être approuvée à la majorité des deux tiers lors de l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires. Toute augmentation des engagements des actionnaires doit être décidée à l'unanimité des actionnaires.

4.5.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE

Conformément à l'article L. 22-10-11 du Code de commerce, les éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange sont précisés aux Sections 3.4.5 "Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié", 4.1 "Organes d'administration", 4.1.2 "Fonctionnement du Conseil d'Administration", 4.4 "Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction", 4.5.4 "Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations", 4.5.5 "Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales", 5.4.2 "Répartition du capital", 5.4.3 "Franchissement de seuils légaux", 5.4.4 "Action spécifique" et 7.1 "Informations générales concernant ENGIE et ses statuts".

4.5.7 Mandats des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Société représentée par MM. Patrick Suissa et Nadia Laadouli.

6, place de la Pyramide, 92908 Paris-La Défense Cedex

Deloitte & Associés, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 16 juillet 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 14 mai 2020 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2026 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Ernst & Young et Autres

Société représentée par MM. Charles-Emmanuel Chosson et Guillaume Rouger.

1/2, place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris La Défense 1

Ernst & Young et Autres, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 19 mai 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 14 mai 2020 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2026 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Antérieurement, le cabinet Ernst & Young Audit était Commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

4.6 Code de gouvernement d'entreprise

ENGIE poursuit son attachement à l'application des règles en matière de gouvernement d'entreprise, en se référant au Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées de l'Afep-Medef, actualisé en janvier 2020.

À la date du présent Document, l'ensemble des dispositions de ce Code sont appliquées par la Société.

4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées

Assemblée Générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société, des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'Assemblée Générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie Nationale des Commissaires aux Comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

A. Conventions soumises à l'approbation de l'assemblée générale

Conventions autorisées et conclues au cours de l'exercice écoulé

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention autorisée et conclue au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'Assemblée Générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

B. Conventions déjà approuvées par l'Assemblée Générale

B.1. Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'Assemblée Générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

Avec M. Clamadieu, Président du Conseil d'Administration d'ENGIE

a) *Nature, objet et modalités : Couverture de prévoyance*

Le Conseil d'Administration du 19 juin 2018 a décidé d'accorder au Président du Conseil d'Administration un contrat de couverture de prévoyance équivalente à celle de tous les cadres dirigeants d'ENGIE en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par ENGIE. Ce contrat assure une garantie décès et une garantie arrêt de travail.

b) *Nature, objet et modalités : Couverture de frais de santé*

Le Conseil d'Administration du 11 décembre 2018 a décidé d'accorder au Président du Conseil d'Administration un contrat de couverture de frais de santé équivalente à celle de tous les cadres dirigeants d'ENGIE en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par ENGIE. Ce contrat assure les postes standards de garanties en matière de remboursement de frais de santé pour l'assuré et ses bénéficiaires.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Patrick E. Suissa	Nadia Laadouli	Charles-Emmanuel Chosson	Guillaume Rouger



5

- E E E E

5.1 Informations sur le capital 186

5.1.1 Capital social et droits de vote 186

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital 186

5.1.3 Évolutions du capital au cours des cinq derniers exercices 187

5.1.4 Rachat d'actions 187

5.2 Titres non représentatifs du capital 188

5.2.1 Titres super-subordonnés 188

5.2.2 Programme *Euro Medium Term Note* (EMTN) 189

5.2.3 Emprunts obligataires 189

5.3 Obligations vertes 189

5.3.1 Description de l'obligation 189

5.3.2 Projets et critères d'éligibilité 190

5.3.3 Projets Éligibles Verts 191

5.3.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes d'ENGIE SA sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2020, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires Green Bond des 21 juin 2019, 24 octobre 2019, 27 mars 2020 et 30 novembre 2020 197

5.4 Actionnariat 199

5.4.1 Cotation boursière 199

5.4.2 Répartition du capital 199

5.4.3 Franchissement de seuils légaux 200

5.4.4 Action spécifique 200

5.4.5 Politique de distribution des dividendes 201

5.5 Calendrier des communications financières 201



5.1 Informations sur le capital

5.1.1 Capital social et droits de vote

5.1.1.1 Capital social

Les actions ENGIE sont cotées en bourse sur le compartiment A d'Euronext Paris et Euronext Bruxelles sous le code ISIN FR0010208488 et le code mnémonique ENGI. L'action ENGIE fait partie de l'indice CAC 40, principal indice publié par Euronext Paris et est éligible au Service du Règlement Différé (SRD). ENGIE est également présent dans les indices suivants : STOXX Europe 600, Euro STOXX, STOXX Europe 600 Utilities, MSCI Euro, SBF 120, MSCI Pan Euro, Euro STOXX Utilities.

Au 31 décembre 2021, le capital social d'ENGIE s'établit à 2 435 285 011 euros, divisé en 2 435 285 011 actions entièrement libérées d'un euro de nominal chacune.

5.1.1.2 Nantissement, garanties et sûretés

Nantissement des actifs

Le pourcentage des actions nanties est non significatif.

Autres nantissements

En millions d'euros	Valeur totale	2022	2023	2024	2025	2026	De 2027 à 2031	> 2031	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	115	113	0	0	-	-	-	2	6 784	1,7%
Immobilisations corporelles	1 373	52	14	11	5	1	4	1 285	51 079	2,7%
Titres de participation	3 510	359	1	265	-	-	558	2 326	11 326	31,0%
Comptes bancaires	371	261	24	48	8	2	25	4	13 890	2,7%
Autres actifs	405	0	0	343	0	-	9	53	61 491	0,7%
TOTAL	**5 774**	**786**	**39**	**667**	**13**	**4**	**596**	**3 669**	**144 571**	**4,0%**

Remarque : le total du nantissement sur titres peut porter sur des titres consolidés dont la valeur est nulle dans le bilan consolidé (élimination de ces titres par la consolidation).

5.1.1.3 Droits de vote

Chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles.

Toutefois, conformément à l'article L. 22-10-46 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double.

Au 31 décembre 2021, la Société comptait 2 435 285 011 actions correspondant à 3 185 164 184 droits de vote théoriques.

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie tel que modifié par la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019, l'État doit détenir au moins une action au capital de la Société.

Par ailleurs, conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique (pour plus d'information se référer à la Section 5.4.4 "Action spécifique").

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital

Au 31 décembre 2021, il n'existe aucune option, aucun titre ou droit donnant accès directement ou indirectement au capital d'ENGIE.

5.1.3 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices

Date	Événement	Nominal *(en euros)*	Prime *(en euros)*	Capital *(en euros)*	Nombre d'actions	Valeur nominale par action *(en euro)*
02/08/2018	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 4 813 039 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe (Link 2018)	4 813 039	47 745 346,88	2 440 098 050	2 440 098 050	1,00
02/08/2018	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 1 223 127 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée à toute entité ayant pour objet exclusif de souscrire, détenir et céder des actions ENGIE dans le cadre du plan d'actionnariat salarié international (Link 2018)	1 223 127	12 133 419,84	2 441 321 177	2 441 321 177	1,00
02/08/2018	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 6 036 166 actions auto détenues	6 036 166	-	2 435 285 011	2 435 285 011	1,00

5.1.4 Rachat d'actions

5.1.4.1 Actions propres

L'Assemblée Générale Mixte du 21 mai 2020, dans sa 6e résolution, a autorisé la Société à opérer sur ses propres actions en vue de la gestion de ses fonds propres dans les conditions fixées par les conditions légales et réglementaires applicables.

Conditions d'achat :

- prix d'achat maximum unitaire autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition) ;
- nombre maximum d'actions pouvant être achetées pendant la durée du programme : 10% du capital social ;
- montant maximum cumulé des acquisitions, net de frais : 7,3 milliards d'euros.

Un contrat de liquidité d'un an, renouvelable par tacite reconduction, d'un montant initial de 55 millions d'euros a été conclu le 2 mai 2006 sur Euronext Paris avec Rothschild et Cie Banque. Le montant de ce contrat a été porté à 150 millions d'euros le 22 juillet 2008.

Un nouveau contrat a été signé le 24 janvier 2019, pour se mettre en conformité avec la décision du 2 juillet 2018 de l'AMF fixant le montant maximum du contrat à 50 millions d'euros, à compter du 1er janvier 2019.

Ce contrat a notamment pour objet de réduire la volatilité de l'action ENGIE et donc le risque perçu par les investisseurs. Il est conforme à la Charte de déontologie établie par l'Association française des entreprises d'investissement. Ce contrat a poursuivi ses effets en 2021.

Entre le 1er janvier et le 31 décembre 2021, la Société a acquis 11 986 865 actions pour une valeur globale de 146,8 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 12,25 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 11 986 865 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 146,8 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 12,25 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 31 décembre 2021, ENGIE n'a pas acquis d'actions en couverture du plan d'actionnariat salarié.

Entre le 1er janvier et le 28 février 2022, ENGIE a acquis 2 029 622 actions pour une valeur globale de 28 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,80 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 2 029 622 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 28 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,80 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 28 février 2022, ENGIE n'a pas acquis d'actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

Au 28 février 2022, la Société détenait 0,62% de son capital, soit 15 082 849 actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

5.1.4.2 Descriptif du programme de rachat d'actions propres soumis à l'Assemblée Générale des actionnaires du 21 avril 2022

Le présent descriptif du programme a pour objet, en application des articles 241-1 à 241-7 du Règlement général de l'AMF, de décrire les objectifs et les modalités du programme de rachat par ENGIE de ses propres actions qui sera soumis à l'Assemblée Générale des actionnaires convoquée le 21 avril 2022.

A. Principales caractéristiques du programme

Les principales caractéristiques potentielles de ce programme sont précisées ci-après :

- titres concernés : actions cotées sur l'Eurolist – SRD à la bourse de Paris, ou Eurolist à la bourse de Bruxelles ;
- pourcentage de rachat maximum autorisé par l'Assemblée Générale : 10% du capital social ;
- prix d'achat unitaire maximum autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition).

B. Objectifs du programme de rachat

Les objectifs poursuivis par ENGIE dans le cadre de ce programme de rachat d'actions sont présentés ci-après :

- l'animation du cours par un prestataire de services d'investissements dans le cadre de contrats de liquidité ;
- l'annulation ultérieure des actions rachetées dans le cadre d'une réduction de capital qui serait décidée ou autorisée par l'Assemblée Générale Extraordinaire ;
- leur attribution ou leur cession à des salariés ou anciens salariés ou à des mandataires sociaux ou anciens mandataires sociaux du Groupe ;
- la mise en œuvre de plans d'options d'actions, d'attribution gratuite d'actions existantes ou de plans d'actionnariat salarié mis en place dans le cadre de plans d'épargne salariale ;
- leur attribution ou leur cession à toutes entités permettant la mise en œuvre d'un plan d'actionnariat salarié international ;
- leur conservation et leur remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opération de croissance externe, dans la limite de 5% du capital social ;
- la couverture de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution d'actions de la Société par remise d'actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant droit par remboursement, conversion, échanges, présentation d'un bon ou de toute autre manière à l'attribution d'actions de la Société ;
- la mise en œuvre de toute pratique de marché admise ou qui viendrait à être admise par les autorités de marché.

C. Modalités

Part maximale du capital pouvant être acquise et montant maximal payable par ENGIE

La part maximale du capital acquise par ENGIE ne pourra dépasser 10% du capital de la Société estimé à la date de l'Assemblée Générale, soit 243,5 millions d'actions environ, pour un montant maximal théorique de 7,3 milliards d'euros. ENGIE se réserve la faculté d'utiliser l'intégralité du programme autorisé.

ENGIE détenait directement, au 11 février 2022, 15 082 849 actions, soit 0,62% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 228,4 millions d'actions, représentant 9,38% du capital, soit un montant maximum de 6,6 milliards d'euros.

Durée du programme de rachat

Le programme de rachat pourra être réalisé pour une durée de 18 mois à compter de la date de la tenue de l'Assemblée Générale, soit jusqu'au 20 octobre 2023.

5.1.4.3 Valeur comptable et valeur nominale

La valeur comptable et la valeur nominale des actions détenues par ENGIE elle-même ou en son nom, ou par ses filiales sont indiquées respectivement à la Note 7 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux" et à la Section 5.1.3. "Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices".

5.2 Titres non représentatifs du capital

5.2.1 Titres super-subordonnés

Le 2 juillet 2021, ENGIE a procédé à l'émission d'un nouvel emprunt de 750 millions d'euros sous forme de titres super-subordonnés à durée indéterminée (voir également Section 5.3). Au même moment, ENGIE a racheté sur les marchés des titres super-subordonnés en cours pour un montant nominal de 532,6 millions d'euros (149,1 millions de l'obligation FR0011942283, et 383,5 millions de l'obligation FR0013310505). En outre, le 10 juillet 2021, ENGIE a procédé au remboursement optionnel de l'encours de 363,4 millions d'euros de titres super-subordonnés à durée indéterminée, coupon 4,750%, placés le 10 juillet 2013 (FR0011531730). Ces opérations combinées ont permis d'allonger la durée de vie du stock de titres super-subordonnés dans des conditions de marché très favorables.

Suite à ces opérations, l'encours des titres super-subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe s'établit au 31 décembre 2021 comme suit :

Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Première option de remboursement	Montant en cours *(en millions d'euros)*	Place de cotation	Code ISIN
EUR	3,875%	02/06/2014	Perpétuelle	02/06/2024	392,9	Paris	FR0011942283
EUR	1,375%	16/01/2018	Perpétuelle	16/04/2023	274,2	Paris	FR0013310505
EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle	28/02/2025	1 000,0	Paris	FR0013398229
EUR	1,625%	08/07/2019	Perpétuelle	08/07/2025	500,0	Dublin	FR0013431244
EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle	30/11/2028	850,0	Paris	FR0014000RR2
EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle	02/07/2031	750,0	Paris	FR00140046Y4

L'ensemble de ces titres bénéficient d'un rating Baa3 par Moody's, BBB- par Standard & Poor's et BBB par Fitch.

Conformément aux dispositions d'IAS 32, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe (voir Note 19.2.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

5.2.2 Programme *Euro Medium Term Note* (EMTN)

ENGIE dispose d'un programme d'*Euro Medium Term Note* (EMTN) de 25 milliards d'euros. Ce programme, dont la durée de validité est de douze mois, est renouvelé chaque année. La version la plus récente du prospectus de base du programme est disponible sur le site internet d'ENGIE, dans la partie Crédit.

5.2.3 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2021 émises par la Société sont détaillées en Note 11 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

5.3 Obligations vertes

5.3.1 Description de l'obligation

Pour accompagner son plan de développement en ligne avec sa raison d'être, notamment dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, ENGIE a procédé en 2021 à l'émission de trois obligations vertes (*Green Bond*), dont deux tranches seniors pour un montant total de 1,5 milliard d'euros, et une tranche hybride pour un montant de 750 millions d'euros.

Concomitamment au placement de cette dernière, une nouvelle offre de rachat a été lancée sur l'obligation hybride verte émise en janvier 2018 qui avait déjà fait l'objet d'un rachat partiel en 2020. À l'issue de cette transaction, un montant de 383,5 millions d'euros de cette obligation a été racheté, réduisant son encours à 274,2 millions d'euros.

Suite à ces opérations, l'encours des obligations vertes émises par le Groupe s'établit au 31 décembre 2021 comme suit :

Type	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Montant en cours *(en millions d'euros)*	Place de cotation	Code ISIN	Détails des allocations
Senior	EUR	2,375%	19/05/2014	19/05/2026	1300	Paris	FR0011911247	Documents de Référence 2014, 2015 et 2016
Senior	EUR	0,875%	27/03/2017	27/03/2024	700	Paris	FR0013245859	Document de Référence 2017
	EUR	1,500%	27/03/2017	27/03/2028	800	Paris	FR0013245867	
Senior	EUR	0,375%	28/09/2017	28/02/2023	500	Paris	FR0013284247	Document de Référence 2018
	EUR	1,375%	28/09/2017	28/02/2029	750	Paris	FR0013284254	
Hybride	EUR	1,375%	16/01/2018	Perpétuelle (date du 1er appel 16/04/2023)	274,2	Paris	FR0013310505	Document de Référence 2018 et Document d'enregistrement universel 2019
Hybride	EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle (date du 1er appel 28/02/2025)	1 000	Paris	FR0013398229	Document d'enregistrement universel 2019
Senior	EUR	0,375%	21/06/2019	21/06/2027	750	Paris	FR0013428489	Document d'enregistrement universel 2020
	EUR	1,375%	21/06/2019	21/06/2039	750	Paris	FR0013428513	
Senior	EUR	0,500%	24/10/2019	24/10/2030	900	Paris	FR0013455813	Document d'enregistrement universel 2020
Senior	EUR	1,750%	27/03/2020	27/03/2028	750	Paris	FR0013504677	Documents d'enregistrement universel 2020 et 2021
	EUR	2,125%	27/03/2020	30/03/2032	750	Paris	FR0013504693	
Hybride	EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle (date du 1er appel 30/11/2028)	850	Paris	FR0014000RR2	Documents d'enregistrement universel 2020 et 2021
Hybride	EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle (date du 1er appel 02/07/2031)	750	Paris	FR00140046Y4	Document d'enregistrement universel 2021
Senior	EUR	0,375%	26/10/2021	26/10/2029	750	Paris	FR0014005ZP8	Document d'enregistrement universel 2021
	EUR	1,000%	26/10/2021	26/10/2036	750	Paris	FR0014005ZQ6	

Le total émis par ENGIE en *Green Bonds* atteint 14,25 milliards d'euros fin 2021, dont 12,32 milliards d'euros toujours en cours. ENGIE confirme ainsi son *leadership* et son engagement à jouer un rôle de premier plan dans la transition énergétique tout en accompagnant le développement de la finance verte.

Les *Green Bonds* répondent aux dispositions d'un cadre de référence (*Green Bond Framework et Green Financing Framework publié en mars 2020*) qu'ENGIE a défini pour ses émissions vertes. Les *Green Bond Framework* et *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE.

Pour rappel, les principes du *Green Financing Framework* sont les suivants :

- les fonds levés sont alloués à des projets supportant la transition vers une économie bas carbone en lien direct avec la stratégie d'ENGIE (les "Projets Éligibles Verts"). Les Projets Éligibles Verts doivent s'inscrire dans une catégorie de projets prédéfinie et satisfaire à certains critères techniques. Les critères d'éligibilité ont été déterminés par ENGIE et validés par VE (ex-Vigeo Eiris) ;
- tant que les fonds levés ne sont pas intégralement alloués à des Projets Éligibles Verts (et ultérieurement en cas de modification substantielle des allocations), ENGIE s'est engagé à communiquer, dans son Document d'enregistrement universel, les allocations de fonds réalisées lors de la période concernée ;
- les fonds peuvent être alloués à des Projets Éligibles Verts réalisés après l'émission de l'instrument de financement vert, ou être utilisés pour refinancer des décaissements passés dans des Projets Éligibles Verts, sans limite de temps s'agissant de dépenses de type Capex, ou ayant eu lieu dans les 36 mois précédant l'émission de l'instrument de financement vert pour les dépenses de type Opex. Les montants alloués sont calculés après déduction d'éventuels financements externes dédiés aux projets concernés ;
- les fonds levés pourront être alloués au refinancement d'autres instruments de financement verts précédemment émis par ENGIE. Pour chaque émission, ENGIE s'engage cependant à allouer au moins 25% des fonds levés à des Projets Éligibles Verts n'ayant jamais fait l'objet d'allocation auparavant ;
- au 31 décembre de chaque année, le Groupe dispose en trésorerie (et équivalents de trésorerie) d'un montant au moins égal aux fonds levés par le(s) *Green Bond(s)*, déduction faite des montants alloués à des financements de Projets Éligibles Verts à cette date.

ENGIE ambitionne d'allouer complètement chaque *Green Bond* dans un délai de deux ans à compter de la date d'émission (trois ans si l'obligation a une durée de 10 ans ou plus). Lorsque, pour un exercice considéré, plusieurs *Green Bonds* doivent être alloués, l'allocation de l'exercice sera effectuée, dans la mesure du possible, selon les principes suivants:

- d'abord par ordre d'ancienneté, c'est-à-dire par priorité aux obligations émises en premier ; et
- ensuite par ordre de durée, une tranche plus courte étant allouée en priorité sur une tranche plus longue.

Dans le cas spécifique de refinancement de Projets Éligibles Verts, ces derniers seront alloués à tous les *Green Bonds* en proportion des montants qui doivent encore leur être alloués. Il est cependant précisé qu'en cas de rachat de *Green Bonds* avec nouvelle émission verte concomitante, la réallocation des Projets Éligibles Verts sera faite par priorité à cette nouvelle émission.

Conformément à ses engagements, ENGIE a demandé à l'un de ses Commissaires aux comptes (Deloitte & Associés), de produire une attestation portant sur le respect des critères d'éligibilité des projets retenus et sur l'affectation des montants auxdits projets.

ENGIE suit les quatre principes établis par l'*International Capital Market Association* (*Green Bond Principles)* concernant :

- l'utilisation des fonds levés ;
- les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles Verts ;
- la gestion des fonds levés et
- les modalités de *reporting.*

5.3.2 Projets et critères d'éligibilité

Les catégories de projets couverts par le *Green Financing Framework* de 2020 sont les suivantes :

- production d'énergie renouvelable (hydraulique, géothermie, éolien, solaire, bioénergie, hydrogène bas carbone, énergie marine) ;
- stockage d'énergie (stockage d'électricité par pompage turbinage et batterie) ;
- infrastructure de transport et de distribution d'électricité ;
- efficacité énergétique (dont Réseau urbain de chauffage) ;
- capture et stockage de carbone ;
- bâtiments verts ;
- mobilité propre (dont bornes de recharge électrique) ;
- gestion durable de ressources naturelles vivantes et de l'utilisation du sol.

Les critères d'éligibilité techniques relatifs aux différentes catégories du *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE.

En 2017, le Comité *Green Bond* a été mis en place. Celui-ci se réunit régulièrement pour examiner les développements du marché, les Projets Éligibles Verts et valider l'allocation des *Green Bonds*. Il est coanimé par la Direction de la RSE et la Direction Financière, et réunit la Direction des Achats, la Direction *Global Care* et les principales GBU concernées.

5.3.3 Projets Éligibles Verts

Au cours de l'année 2021, le Groupe a procédé à l'allocation de 2,17 milliards de Projets Éligibles Verts, selon la répartition suivante :

En millions d'euros Green Bond alloué	Montant nominal	Montant (ré)alloué en 2020 [1]	Montant alloué en 2021		Solde à allouer
			Réallocations suite à rachat	Nouvelles allocations	
Senior 8 ans mars 2020 (ISIN FR0013504677)	750	229,5 [1]	-	520,5	-
Senior 12 ans mars 2020 (ISIN FR001350693)	750	229,5 [1]	-	520,5	-
Hybride PNC8 [2] novembre 2020 (ISIN FR0014000RR2)	850	516,6 [1]	-	333,4	-
Hybride PNC10 [2] juillet 2021 (ISIN FR00140046Y4)	750	-	250,0	500,0	-
Senior 8 ans octobre 2021 (ISIN FR0014005ZP8)	750	-	-	43,5	706,5
Senior 15 ans octobre 2021 (ISIN FR0014005ZQ6)	750	-	-	-	750,0
TOTAL	**4 600**	**975,6**	**250,0**	**1 917,9**	**1 456,5**

(1) Voir Document d'enregistrement universel 2020
(2) PNC (Perpetual Non Call) : Perpétuelle première date de remboursement

Conformément aux règles d'allocation décrites ci-avant, l'obligation verte senior 15 ans d'octobre 2021 (ISIN FR0014005ZQ6) n'a pas reçu d'allocation en 2021.

5.3.3.1 Réallocation suite à rachat

Dans le contexte de l'offre de rachat mentionnée ci-dessus, l'obligation hybride verte émise en juillet 2021 pour un montant de 750 millions d'euros (ISIN FR00140046Y4) a bénéficié de la réallocation partielle des Projets Éligibles Verts alloués à l'obligation rachetée, c'est-à-dire l'obligation hybride verte de janvier 2018 (ISIN : FR0013310505). Le tableau ci-dessous reprend l'inventaire de ces réallocations :

En millions d'euros	**Projets**	**Pays**	**Hybride 750 M€ PNC10 Juil. 21**
Production d'énergie renouvelable			
Hydraulique			**4,5**
Amérique du Sud	Salto Osorio	Brésil	
Solaire			**113,7**
Amérique du Sud	ECL solar (Capricornio, Tamaya)	Chili	
	Abril, Calpulalpan, Sol de Insurgentes, Villa Ahumada, Trompezon	Mexique	
	Floresta	Brésil	
Afrique	Fenix	Uganda	
	Kathu	Afrique du Sud	
	Mobisol	Plusieurs pays (1)	
	Powercorner	Tanzanie	
	Scaling Solar	Sénégal	
Asie et Océanie	Kadapa	Inde	
Europe	Seneca	Espagne	
Amérique du Nord	SoCore, Fund IV	États-Unis	
Moyen-Orient	Nadec	Arabie saoudite	
Éolien			**106,1**
Amérique du Nord	East Forks, Jumbo Hill, Seymour Hills	États-Unis	
Amérique du Sud	ECL onshore wind (e.g. Calama)	Chili	
	Mesa 3, Mesa 4	Mexique	
Amérique du Nord	SECI3&4, GUNVL	Inde	
Europe	Phoenix 1, Goya	Espagne	
	Seagull 1 & 2, Wind4Flanders Proj. 3&4, ICO Windpark, Wind4Wallonia 1 & 2, Seamaid (2)	Belgique	
	Windfloat (2)	Portugal	
	Thor	Norvège	
Afrique	Ras Ghareb	Égypte	
Bioénergie			**18,8**
Europe	Biométhane et raccordement réseaux	France	
	Biogas Plus	Pays-Bas	
Efficacité énergétique			**6,9**
Europe	ENGIE New Ventures (Gogoro, Redaptive, Connected Energy, Lancey Energy Storage)	France	
TOTAL			**250,0**

(1) Tanzanie, Kenya, Rwanda
(2) Projets transférés à la JV avec EDPR (OW)

5.3.3.2 Nouvelles allocations

Les principaux Projets Éligibles Verts qui ont été financés par le produit des émissions *Green Bond* de mars 2020 (ISIN : FR0013504677 et FR0013504693), de novembre 2020 (ISIN : FR0014000RR2), juillet 2021 (ISIN : FR00140046Y4) et d'octobre 2021 (ISIN : FR0014005ZP8) et qui répondent aux conditions (du *Green Financing Framework*) susmentionnées, sont listés dans le tableau qui suit :

En millions d'euros	**Projets**	**Pays**	**Senior 750 M€ 8 ans Mars 20**	**Senior 750 M€ 12 ans Mars 20**	**850 M€ PNC8 Nov. 20**	**750 M€ PNC10 Juil. 21**	**Senior 750 M€ 8 ans Oct. 21**
Production d'énergie renouvelable							
Bioénergie			**57,1**	**57,1**	**36,5**	**54,8**	**4,8**
Europe	ENGIE BIOZ, Biogaz injection, synthetic methane projects	France					
Solaire			**107,1**	**107,1**	**68,6**	**102,9**	**9,0**
Amérique du Sud	Assu Fotovoltaico	Brésil					
	ECL Solar (Capricornio, Tamaya, Coya)	Chili					
	Abril, Calpulalpan	Mexique					
Amérique du Nord	Bluestone, Hawtree, Hopkins, Powells Creek, Solidago, Sunvalley, Sunny Brook, Whitehorn, Salt City, Anson	États-Unis					
Europe	CN'AIR , ENGIE Green	France					
	Pontinia, Wood Mazara, Wood Paterno	Italie					
	Amon Ra	Pologne					
	Mavrodin, Eximprod, Sonne	Romanie					
	Solar rooftop	Plusieurs pays					
Afrique	Xina Solar	Afrique du Sud					
Asie et Océanie	GUVNL Solar	Inde					
	Large Scale Solar	Malaisie					
	PV Canala	France (Nouvelle Calédonie)					
Éolien			**145,7**	**145,7**	**93,4**	**140,0**	**12,2**
Amérique du Nord	Dakota Range, Iron Star, Limestone, Priddy	États-Unis					
Amérique du Sud	ECL Onshore wind	Chili					
	Umbaranas, Trairi, Santa Monica	Brésil					
	Mesa 4	Mexique					
Asie et Océanie	SECI 3&4	Inde					
Europe	CN'AIR, ENGIE Green	France					
	Meridion, Ocean Winds	Espagne					
	Bella Wind	Allemagne					
	Wood Ramingallo, Porto Torres	Italie					
Hydraulique			**29,0**	**29,0**	**18,6**	**27,8**	**2,4**
Europe	CNR, SHEM	France					
	Pfreimd	Allemagne					
Amérique du Sud	Sao Salvador	Brésil					
Géothermie			**2,6**	**2,6**	**1,7**	**2,5**	**0,2**
Europe	Véligéo, Champs sur Marne, PRD Bordeaux, Rueil	France					
Hydrogène bas carbone			**6,4**	**6,4**	**4,1**	**6,2**	**0,5**
Europe	Jupiter 1000, Hypster	France					
Afrique	Rhyno	Afrique du Sud					
R&D			**6,4**	**6,4**	**4,1**	**6,1**	**0,5**
Europe	R&D	France					

En millions d'euros	Projets	Pays	Senior 750 M€ 8 ans Mars 20	Senior 750 M€ 12 ans Mars 20	850 M€ PNC8 Nov. 20	750 M€ PNC10 Juil. 21	Senior 750 M€ 8 ans Oct. 21
Stockage d'énergie							
Batterie			**4,9**	**4,9**	**3,2**	**4,7**	**0,4**
Asie et Océanie	Hazelwood Battery Energy Storage System	Australie					
Pompage turbinage			**108,5**	**108,5**	**69,5**	**104,2**	**9,1**
Europe	First Hydro	Royaume-Uni					
	Coo	Belgique					
R&D			**0,7**	**0,7**	**0,4**	**0,6**	**0,1**
Europe	R&D	France					
Efficacité énergétique							
Efficacité énergétique			**48,3**	**48,3**	**31,0**	**46,4**	**4,0**
Europe	Réseaux urbains de chaleur	France					
	Réseaux urbains de chaleur	Italie					
Amérique du Nord	Georgetown University	États-Unis					
R&D			**3,8**	**3,8**	**2,4**	**3,6**	**0,3**
Europe	R&D	France					
TOTAL			**520,5**	**520,5**	**333,4**	**500,0**	**43,5**

Les projets et Capex associés présentés dans le tableau ci-dessus pour un montant total de 1,92 milliard d'euros sont alloués globalement aux *Green Bonds* de mars 2020 (tranche huit et 12 ans), novembre 2020, juillet 2021 et octobre 2021 (tranche huit ans), et ceci dans des proportions permettant de compléter et finaliser l'allocation des *Green Bonds* émis en premier, en respect du critère d'ancienneté décrit plus haut.

Pour rappel, les *Green Bonds* émis en 2014, 2017, 2018 et 2019 ont été totalement alloués. Les détails des Projets Éligibles et des allocations correspondantes ont été publiés dans les Documents de Référence et d'enregistrement universel 2014 à 2020.

Le total des fonds alloués aux Projets Éligibles Verts durant l'année 2021 porte sur des investissements effectués à concurrence de respectivement 64,6 millions d'euros pour la période allant jusqu'en 2019, 46,1 millions d'euros pour 2020 et 1 807,2 millions d'euros pour 2021.

Les allocations retenues contribuent au financement ou à l'acquisition de Projets Éligibles Verts dans les domaines :

- des énergies renouvelables (énergie éolienne, solaire, hydraulique et/ou bioénergie) ;
- du stockage d'énergie et
- de l'efficacité énergétique.

1) Les énergies renouvelables

ENGIE a fait de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables à l'échelle mondiale une priorité stratégique. Le Groupe s'est fixé en 2021 pour objectif d'accélérer ses investissements dans les renouvelables lui permettant d'installer 3 GW de capacité supplémentaire en 2021, puis 4 GW par an en moyenne de 2022 à 2025, et enfin 6 GW par an à partir de 2026. La capacité installée de production centralisée d'électricité du Groupe prise à 100% pour ses métiers de production renouvelable s'élève à 34,4 GW en 2021 représentant plus de 34% de sa capacité installée. ENGIE vise une part de 58% de capacités installées d'énergies renouvelables dans son portefeuille de production d'électricité pris à 100% d'ici à 2030. En 2021, ENGIE a poursuivi le développement de son portefeuille d'actifs renouvelables principalement dans le domaine de l'éolien, du solaire, et de la géothermie en développant de nouveaux projets notamment en Amérique du Nord, Amérique du Sud et Europe. En France, le Groupe, au travers ENGIE Bioz et ses métiers d'infrastructures, poursuit ses efforts pour développer la filière de méthanisation des déchets en gaz renouvelables et permettre leur valorisation par injection dans le réseau de transport et de distribution du gaz naturel. Ces ressources à faibles émissions de carbone jouent un rôle essentiel dans la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique.

Au cours de l'année 2021, un montant total de 1,305 milliard d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine des énergies renouvelables sur les *Green Bonds* de mars 2020 (tranches huit et 12 ans), novembre 2020, juillet 2021 et octobre 2021 (tranche huit ans). En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à éviter d'émettre des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 4,12 millions de tonnes de CO_2éq/an.

La méthodologie de calcul de la contribution de ces projets aux émissions évitées est basée sur une comparaison des valeurs ACV (Analyse de Cycle de Vie) des émissions de la technique de production d'énergie mise en œuvre par le projet et des émissions du mix énergétique du pays considéré. ENGIE évalue la contribution aux émissions évitées des projets financés par le *Green Bond* en multipliant la différence des deux valeurs ACV susmentionnées par la capacité de la centrale et le taux d'utilisation moyen de la technologie. La contribution aux émissions évitées est calculée pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

Les références des taux de fonctionnement des technologies par pays et des taux d'émission de CO_2/kWh moyen des mix par pays proviennent des données disponibles auprès d'Enerdata. Les données ACV des technologies sont issues des travaux du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC). Pour les projets *Clean Development Mechanism* (CDM) enregistrés et approuvés par les Nations Unies, les résultats des calculs de la contribution aux émissions évitées sont issus des méthodologies sous-jacentes. Pour les projets de bioénergie et d'injection dans le réseau, les quantités de biogaz produits et injectés dans le réseau sont considérés comme évitant une quantité équivalente d'énergie du mix pays.

2) Le stockage d'énergie

Les solutions de stockage d'énergie jouent un rôle majeur dans la transition énergétique et sont un maillon essentiel des réseaux électriques. En stockant l'énergie produite aux heures où les sources éoliennes et solaires sont les plus productives, et/ou lorsque la demande est la plus faible, elles permettent de répondre aux besoins d'équilibre face à l'intermittence des énergies renouvelables dont la part dans la production énergétique est en croissance.

C'est dans cette optique qu'ENGIE investit dans des projets de pompage-turbinage et de batterie.

Les stations de pompage-turbinage Dinorwig (1 728 MW) et Ffestiniog (360 MW) au Royaume-Uni sont détenues et opérées par First Hydro, filiale à 75% d'ENGIE. En juillet 2021, ENGIE et son partenaire ont procédé au remboursement à leur échéance des obligations émises par First Hydro. Ces obligations avaient été émises en 1996 pour financer l'acquisition des stations de pompage-turbinage précitées. La part d'ENGIE dans ce refinancement effectué sur fonds propres était 300 MGBP, et a été allouée au titre du refinancement de ces actifs. Ces centrales représentent des capacités de *back-up* critiques pendant les périodes de demande excessive sur le réseau électrique du Royaume-Uni. Des travaux ont par ailleurs été entrepris afin de maintenir et prolonger la durée de vie de ces installations.

La centrale de Coo (Belgique) est également une unité de pompage-turbinage. Elle fait l'objet d'investissements pour l'extension de ses installations de stockage, permettant d'augmenter la puissance installée de 79 MW.

Le Groupe a finalement lancé la construction du projet batterie de stockage d'électricité à Hazelwood en Australie. Il s'agit du plus grand projet privé de batterie à échelle industrielle en Australie. Il délivrera 150 MW d'énergie flexible et jouera un rôle crucial dans l'augmentation de la production d'énergie renouvelable dans l'État de Victoria, tout en garantissant la stabilité du réseau.

Au cours de l'année 2021, un montant total de 420,5 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine du stockage d'énergie sur les *Green Bonds* de mars 2020 (tranches huit et 12 ans), novembre 2020, juillet 2021 et octobre 2021 (tranche huit ans). En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,04 million de tonnes de CO_2éq/an.

La méthodologie de calcul de la contribution de ces projets aux émissions évitées pour les projets de stockage est basée sur une comparaison des facteurs d'émission de la technique de production d'énergie mise en œuvre par le projet et du scénario de référence. Dans le cas du pompage turbinage, la turbine gaz est prise comme référence. ENGIE évalue la contribution aux émissions évitées des projets financés par le *Green Bond* en multipliant la différence des facteurs d'émission susmentionnées par la production moyenne des installations. La contribution aux émissions évitées est calculée pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

3) L'efficacité énergétique

Le développement des infrastructures énergétiques à haute efficacité qui accompagnent la transition énergétique vers une économie décarbonée est un autre axe stratégique du Groupe. En 2021, ENGIE a poursuivi le développement de réseaux urbains de chaleur ou de froid en Europe et principalement en France. Aux États-Unis, ENGIE a conclu un partenariat avec l'Université de Georgetown (Washington DC) pour assurer la gestion des infrastructures énergétiques et techniques du campus avec des objectifs ambitieux en matière de développement durable et d'économies d'énergie. Pendant toute la durée de l'accord, ENGIE assumera la responsabilité de l'amélioration, de l'exploitation et de l'entretien des systèmes électriques, de chauffage, de refroidissement et des systèmes de distribution d'eau avec un objectif de réduction d'intensité énergétique de 35% d'ici 2030.

Au cours de l'année 2021, un montant total de 192,1 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine de l'efficacité énergétique sur les *Green Bonds* de mars 2020 (tranches huit et 12 ans), novembre 2020, juillet 2021 et octobre 2021 (tranche huit ans). En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,38 million de tonnes de CO_2éq/an.

Pour déterminer la contribution aux émissions réduites liée aux projets d'efficacité énergétique, la méthodologie consiste à multiplier les économies d'énergie générées par le projet par le facteur d'émission de référence. Pour les installations de réseau de chaleur alimentées par de la biomasse, ENGIE multiplie les économies d'énergie générées par les projets par le facteur d'émission du gaz naturel. Les contributions aux émissions réduites de ces projets sont calculées pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

5.3.3.3 Bilan au titre des allocations globales finalisées

5.3.3.3.1 Obligations vertes de mars 2020 (tranches : 8 ans ISIN FR0013504677 - 12 ans ISIN FR0013504693)

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation aux *Green Bonds* de mars 2020 sont l'Europe, l'Amérique du Nord et du Sud avec respectivement 56,8%, 23,1% et 17,0% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous catégories de projet concernées par l'allocation aux *Green Bonds* de mars 2020 sont l'éolien 30,2%, le solaire 19,9%, le stockage d'énergie 15,1%, la bioénergie 12,5% et l'efficacité énergétique 11,2%.

Zone géographique	**Montants alloués** *(en %)*
Europe	56,8%
Amérique du Nord	23,1%
Amérique du Sud	17,0%
Asie et Océanie	1,9%
Afrique	1,3%

Technologie	**Montants alloués** *(en %)*
Éolien	30,2%
Solaire	19,9%
Stockage d'énergie	15,1%
Bioénergie	12,5%
Efficacité énergétique	11,2%
Hydroélectricité	7,5%
Autres (géothermie, H_2 bas carbon)	3,6%

5.3.3.3.2 Obligation verte hybride de novembre 2020 (ISIN FR0014000RR2)

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation au *Green Hybrid* de novembre 2020 sont l'Europe, l'Amérique du Sud et du Nord avec respectivement 46,7%, 22,0% et 21,0% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous catégories de projet concernées par l'allocation aux *Green Hybrids* de novembre 2020 sont l'éolien 32,9%, le solaire 28,3%, la bioénergie 11,5%, l'efficacité énergétique 8,8%, et le stockage d'énergie 8,5%.

Zone géographique	**Montants alloués** *(en %)*
Europe	46,7%
Amérique du Sud	22,0%
Amérique du Nord	21,0%
Afrique	5,4%
Asie et Océanie	4,9%

Technologie	**Montants alloués** *(en %)*
Éolien	32,9%
Solaire	28,3%
Bioénergie	11,5%
Efficacité énergétique	8,8%
Stockage d'énergie	8,5%
Hydroélectricité	6,3%
Autres (géothermie, H_2 bas carbon, mobilité propre)	3,7%

5.3.3.3.3 Obligation verte hybride de juillet 2021 (ISIN FR00140046Y4)

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation au *Green Hybrid* de juillet 2021 sont l'Europe, l'Amérique du Nord et du Sud avec respectivement 43,9%, 26,4% et 17,3% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous catégories de projet concernées par l'allocation au *Green Hybrid* de juillet 2021 sont l'éolien 32,8%, le solaire 28,9%, le stockage d'énergie 14,5%, la bioénergie 9,8% et l'efficacité énergétique 7,2%.

Zone géographique	**Montants alloués** *(en %)*
Europe	43,9%
Amérique du Nord,	26,4%
Amérique du Sud	17,3%
Afrique	6,8%
Asie et Océanie	5,5%

Technologie	**Montants alloués** *(en %)*
Éolien	32,8%
Solaire	28,9%
Stockage d'énergie	14,5%
Bioénergie	9,8%
Efficacité énergétique	7,2%
Hydroélectricité	4,3%
Autres (géothermie, H_2 bas carbon)	2,5%

Conformément aux engagements du Groupe, un descriptif plus détaillé des impacts en termes d'émissions évitées ainsi que la méthodologie associée sont disponibles dans l'espace Développement Durable dédié du site internet du Groupe (www.engie.com/rse/green-bonds).

5.3.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2021, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires *Green Bond* des 27 mars 2020, 30 novembre 2020, 2 juillet 2021 et 26 octobre 2021

À la Directrice Générale,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de la société ENGIE SA (la "**Société**") et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2021, des fonds levés dans le cadre des émissions d'obligations vertes (*Green Bond*) du 27 mars 2020 pour un montant total de 1,5 milliard d'euros en deux tranches, du 30 novembre 2020 pour un montant de 0,85 milliard d'euros, du 2 juillet 2021 pour un montant de 0,75 milliard d'euros et du 26 octobre 2021 pour un montant de 0,75 milliard d'euros au titre de la tranche à échéance 2029 (les "**Émissions**"), figurant dans le document ci-joint et dans la section "**Obligations vertes**" du Document d'enregistrement universel 2021. Ces informations ont été établies conformément aux dispositions de la clause d'utilisation des fonds reprise dans les conditions finales des Émissions, signées respectivement en dates du 26 mars 2020 (FR0013504677 et FR0013504693), du 26 novembre 2020 (FR0014000RR2), du 30 juin 2021 (FR00140046Y4) et du 22 octobre 2021 (FR0014005ZP8) (les "**Conditions finales des Émissions**").

Le document ci-joint, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires *Green Bond*, fait ressortir en référence au *Green Financing Framework*, une allocation, au cours de l'exercice 2021, des fonds levés au titre des Émissions réalisées le 27 mars 2020, le 30 novembre 2020, 2 juillet 2021 et le 26 octobre 2021 :

- à des projets éligibles (les "**Projets Éligibles Verts**"), au cours de la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2021, d'un montant de 1 917,9 millions d'euros ; et
- au refinancement de projets éligibles, précédemment financés par le Green Bond du 16 janvier 2018 (FR0013310505) (les "**Projets Éligibles Refinancés**") pour un montant de 250,0 millions d'euros ;

étant rappelé qu'au titre de ces Émissions, un montant de 975,6 millions d'euros avait été alloué en 2020 au refinancement de projets éligibles.

Ces informations ont été établies sous votre responsabilité, à partir des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 31 décembre 2020 et 31 décembre 2021.

Il nous appartient de nous prononcer :

- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs des Projets Éligibles Verts et des Projets Éligibles Refinancés mentionnés dans le document ci-joint, avec le *Green Financing Framework* auquel il est fait référence dans le document ci-joint et en annexe des Conditions finales des Émissions (les "**Critères d'éligibilité Verts**") ;
- sur la concordance des montants alloués, au 31 décembre 2021, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Verts, avec les données sous-tendant la comptabilité ;
- sur la concordance des montants alloués, au 31 décembre 2021, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Refinancés, avec les montants précédemment financés ;
- sur la concordance avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021, d'un montant de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2021.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les Critères d'éligibilité Verts et, en particulier, de donner une interprétation des clauses des Conditions finales d'Émission ;
- de nous prononcer sur l'utilisation des fonds alloués aux Projets Éligibles Verts et aux Projets Éligibles Refinancés postérieurement à leur allocation.

Dans le cadre de notre mission de Commissariat aux comptes, nous avons effectué, conjointement avec le co-Commissaire aux comptes, un audit des comptes consolidés de la Société pour chacun des exercices clos les 31 décembre 2019, 2020 et 2021. Nos audits, effectués selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avaient pour objectif d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble, et non pas sur des éléments spécifiques de ces comptes utilisés pour la détermination de ces informations. Par conséquent, nous n'avons pas effectué nos tests d'audit et nos sondages dans cet objectif, et nous n'exprimons aucune opinion sur ces éléments pris isolément. Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée Générale des Actionnaires, ont fait l'objet d'un rapport de certification daté du 4 mars 2022.

Nos travaux au titre de la présente attestation, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention. Ces travaux ont consisté, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, à :

- prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint en conformité avec les dispositions du *Green Financing Framework* ;
- vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles Verts et des Projets Éligibles Refinancés mentionnés dans le document ci-joint, avec les Critères d'éligibilité Verts ;
- vérifier la concordance des montants alloués dans le cadre des Émissions aux Projets Éligibles Verts, avec les données sous-tendant la comptabilité ;
- vérifier la concordance des montants alloués dans le cadre des Émissions aux Projets Éligibles Refinancés, avec les montants précédemment financés ; et
- vérifier que le solde des comptes de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires apparaissant dans les comptes consolidés du Groupe de l'exercice clos le 31 décembre 2021 est supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2021.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles Verts et des Projets Éligibles Refinancés avec les Critères d'éligibilité Verts ;
- la concordance avec les données sous-tendant la comptabilité des montants alloués au 31 décembre 2021, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Verts ;
- la concordance avec les montants précédemment financés des montants alloués au 31 décembre 2021, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Refinancés ; et
- la concordance, avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021, d'un montant de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2021.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé ci-avant et ne doit être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

En notre qualité de commissaire aux comptes d'ENGIE SA, notre responsabilité à l'égard de la Société et de ses actionnaires est définie par la loi française et nous n'acceptons aucune extension de notre responsabilité au-delà de celle prévue par la loi française. Nous ne sommes redevables et n'acceptons aucune responsabilité vis-à-vis de tout tiers.

Cette attestation est régie par la loi française. Les juridictions françaises ont compétence exclusive pour connaître de tout litige, réclamation ou différend pouvant résulter de notre lettre de mission ou de la présente attestation, ou de toute question s'y rapportant. Chaque partie renonce irrévocablement à ses droits de s'opposer à une action portée auprès de ces tribunaux, de prétendre que l'action a été intentée auprès d'un tribunal incompétent, ou que ces tribunaux n'ont pas compétence.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022

L'un des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Nadia Laadouli

Patrick E. Suissa

5.4 Actionnariat

5.4.1 Cotation boursière

Évolution des cours extrêmes et du volume des transactions sur l'action ENGIE à Paris

2021	Cours le + haut [1] *(en euros)*	Cours le + bas [1] *(en euros)*	Volume des transactions [2]
Janvier	13,85	12,62	5 554 985
Février	13,40	12,09	4 760 210
Mars	12,20	11,44	6 696 386
Avril	12,50	12,09	4 662 495
Mai	13,14	12,15	5 218 908
Juin	12,39	11,55	4 948 772
Juillet	11,75	11,09	5 337 013
Août	12,37	11,35	4 510 216
Septembre	12,26	11,34	8 173 840
Octobre	12,39	11,54	5 310 328
Novembre	13,48	12,40	5 938 003
Décembre	13,19	12,76	4 790 394

(1) Cours issu des cours journaliers de clôture
(2) Moyenne journalière (source Bloomberg)

Suite au désenregistrement d'ENGIE auprès de la U.S. *Securities & Exchange Commission* intervenu le 30 octobre 2009, ENGIE maintient un programme *American Depositary Receipt* (ADR) *level 1* non coté sur une place boursière américaine. Ces ADR font l'objet de transactions sur le marché hors cote du Nasdaq.

5.4.2 Répartition du capital

Au 31 décembre 2021, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 15 083 149 actions auto-détenues. Durant l'exercice 2021, le capital de la Société n'a pas évolué.

Variation significative de l'actionnariat d'ENGIE des trois derniers exercices

	31 décembre 2021			31 décembre 2020		31 décembre 2019	
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]
Public	1 424 571 328	58,50	50,28	63,35	54,71	64,13	55,12
État	575 693 307	23,64	33,20	23,64	33,19	23,64	33,67
The Capital Group Companies	122 336 505	5,02 [2]	4,00 [2]	-	-	-	-
Groupe CDC	111 821 777 [3]	4,59 [4]	4,28 [4]	4,59 [4]	3,83 [4]	2,62	2,35
CNP Assurances	-	-	-	-	-	0,96	0,75
BlackRock	108 856 847	4,47 [5]	3,46 [5]	4,46 [6]	3,43 [6]	4,52 [7]	3,53 [7]
Actionnariat salarié	76 922 098	3,16	4,31	3,20	4,26	3,22	3,87
Auto-détention	15 083 149	0,62	0,47	0,76	0,58	0,91	0,71
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns
TOTAL	**2 435 285 011**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

(1) En vertu de l'article 223-11 du Règlement général de l'AMF, le nombre de droits de vote théoriques est calculé sur la base de l'ensemble des actions auxquelles sont attachés des droits de vote, y compris les actions détenues par le Groupe qui sont privées de droit de vote
(2) Informations non disponibles au 31 décembre 2021 (données au 16 novembre 2021 issues de la déclaration de franchissement de seuil)
(3) Titres répartis de la façon suivante : CDC (en direct) détient 88 303 888 actions (3,62% du capital et 3,56% des droits de vote) et CNP Assurances détient 23 517 889 actions (0,97% du capital et 0,75% des droits de vote)
(4) Groupe CDC (Caisse des Dépôts et Consignations + CNP Assurances)
(5) Informations non disponibles au 31 décembre 2021 (données au 30 décembre 2021 issues de la déclaration de franchissement de seuil)
(6) Informations non disponibles au 31 décembre 2020 (données au 7 décembre 2020 issues de la déclaration de franchissement de seuil)
(7) Informations non disponibles au 31 décembre 2019 (données au 30 décembre 2019 issues de la déclaration de franchissement de seuil statutaire)

En application des dispositions de l'article L. 233-13 du Code de commerce, il est précisé qu'à la connaissance d'ENGIE, seuls l'État et The Capital Group Companies détiennent, à la clôture de l'exercice 2021, une participation de 5% ou plus du capital ou des droits de vote.

Au 31 décembre 2021, les actionnaires individuels détenaient 169 millions de titres, soit près de 7 % du capital de la Société.

5.4.3 Franchissement de seuils légaux

Date de franchissement	Mouvement	% du capital	% des droits de vote théoriques	Déclarant
11/03/2021	Hausse	23,64%	33,39%	État
16/11/2021	Hausse	5,02%	4,00%	The Capital Group Companies
06/01/2022	Baisse	23,64%	33,20%	État

Suite à la variation du nombre total de droits de vote, l'État a franchi le seuil légal du tiers des droits de vote à la hausse le 11 mars 2021 puis à la baisse le 6 janvier 2022.

The Capital Group Companies, le 16 novembre 2021, a franchi à la hausse le seuil légal du vingtième (5%) du capital d'ENGIE. Ce franchissement de seuil résulte d'une acquisition d'actions ENGIE sur le marché.

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document d'enregistrement universel, seuls l'État et The Capital Group Companies détiennent une participation en capital ou en droits de vote d'ENGIE supérieure à l'un des seuils légaux.

5.4.4 Action spécifique

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie tel que modifié par la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019, l'État doit détenir au moins une action au capital de la Société.

Conformément à l'article L. 111-69 du Code de l'énergie, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français, en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs notamment à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie. L'action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE et de ses filiales de droit français, ayant pour objet, directement ou indirectement, de céder sous quelque forme que ce soit, de transférer l'exploitation, d'affecter à titre de sûreté ou garantie, ou de changer la destination de certains actifs visés par le Code de l'énergie, s'il considère cette décision contraire aux intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs en particulier à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Aux termes de l'article D. 111-21 du Code de l'énergie, les actifs concernés par le droit d'opposition de l'État en vertu de l'action spécifique sont :

- les canalisations de transport de gaz naturel situées sur le territoire national ;
- les actifs liés à la distribution de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les stockages souterrains de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les installations de gaz naturel liquéfié situées sur le territoire national.

Conformément à ces mêmes dispositions, toute décision de cette nature devra être déclarée au ministre chargé de l'Économie.

Les décisions mentionnées ci-dessus sont réputées autorisées si le ministre chargé de l'Économie ne s'y est pas opposé dans le délai d'un mois à compter de leur déclaration, constatée par un récépissé délivré par l'Administration. Ce délai peut être prorogé pour une durée de 15 jours, par arrêté du ministre. Le ministre chargé de l'Économie, avant l'expiration du délai qui lui est imparti, peut renoncer au droit d'opposition. En cas d'opposition, le ministre communique les motifs de sa décision à la Société concernée. La décision du ministre peut faire l'objet d'un recours.

Par application du décret n° 2019-1071 du 22 octobre 2019 et n° 93-1296 du 13 décembre 1993, toute opération réalisée en contravention avec ces règles serait, de plein droit, nulle et de nul effet.

À la date du présent Document d'enregistrement universel, il n'existe, à la connaissance d'ENGIE, aucun accord relatif à une opération sur une entité membre du groupe ENGIE concernée par ces dispositions, ni aucun accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de son contrôle.

5.4.5 Politique de distribution des dividendes

ENGIE s'efforce de mener une politique dynamique et attractive de distribution des dividendes. Le Conseil d'Administration a ainsi réaffirmé la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe, et incluant un dividende plancher de 0,65 € par action pour la période allant de 2021 à 2023.

Pour 2021, le Conseil d'Administration a ainsi proposé de distribuer 66% du résultat net récurrent part du Groupe, soit un dividende de 0,85€ par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.

En outre, afin d'encourager et de récompenser la fidélité des actionnaires, l'Assemblée Générale des actionnaires du 28 avril 2014 a instauré une majoration du dividende de 10% pour tout actionnaire justifiant d'une inscription nominative depuis deux ans au moins, cette majoration de 10% étant le montant maximal autorisé par l'article L. 232-14 du Code de commerce. Cette mesure a été appliquée pour la première fois pour le paiement du dividende au titre de l'exercice 2016 et est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social selon les dispositions de l'article L. 232-14 du Code de commerce.

Les perspectives et guidance du Groupe, présentées en Section 6.1.1.1.2 "Perspectives et guidance 2022-2024", ne constituent en aucun cas un engagement de la Société. Les dividendes futurs seront appréciés, pour chaque exercice, en fonction des résultats de la Société, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le Conseil d'Administration pour établir ses propositions à l'Assemblée Générale.

Pour rappel, le Conseil d'Administration du 1er avril 2020 avait décidé de ne pas distribuer de dividendes au titre de l'exercice 2019 dans un esprit de responsabilité et de prudence dans le contexte exceptionnel dû à l'épidémie de Covid-19. Après avoir été suspendue le 1er avril 2020, la politique de distribution de dividendes avait été reconfirmée lors de l'Assemblée Générale du 14 mai 2020.

Montant du dividende par action des cinq derniers exercices

Exercice *(actions entièrement libérées)*	**Dividende net par action** *(en euro)*
2016	1,00
2017	0,70
2018	1,12
2019	0
2020	0,53

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

5.5 Calendrier des communications financières

Publication des résultats annuels 2021 et des ambitions à moyen terme	15 février 2022
Assemblée Générale des actionnaires	21 avril 2022
Publication des résultats du premier trimestre 2022 et des ambitions à moyen terme	17 mai 2022
Publication des résultats semestriels 2022	29 juillet 2022

6

- E

6.1 Examen de la situation financière 204

6.1.1 Rapport d'activité 204

6.1.2 Trésorerie et capitaux 222

6.2 Comptes consolidés 223

6.2.1 États financiers consolidés 223

6.2.2 Notes aux comptes consolidés 229

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 341

6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2021 347

6.4.1 États financiers sociaux 347

6.4.2 Notes aux comptes sociaux 351

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 391

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices 392

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 393

6.1 Examen de la situation financière

6.1.1 Rapport d'activité

6.1.1.1 Résultats ENGIE 2021

Les états financiers précédemment publiés et présentés ci-après ont été retraités afin de présenter dans les comptes au 31 décembre 2020 (pour le compte de résultat, les états du résultat global et de flux de trésorerie) les activités d'EQUANS (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") en tant qu'activités non poursuivies dans la mesure où elles représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées. Le passage de l'information publiée à l'information comparative retraitée est présenté dans la Note 2 "Retraitement de l'information comparative" des notes aux comptes consolidés.

Résultats financiers ENGIE au 31 décembre 2021

- Progrès significatifs dans la mise en œuvre de la stratégie annoncée ;
- Très bonne performance en 2021, dans le haut de la fourchette des prévisions ;
- Croissance des résultats attendue sur le moyen terme.

Faits marquants

- Poursuite des investissements de croissance, en particulier dans les Renouvelables, avec 3 GW mis en service, portant la capacité totale installée à plus de 34 GW ;
- Cession d'EQUANS en bonne voie, finalisation attendue au 2nd semestre 2022, comme annoncé ;
- Progrès importants dans la simplification du Groupe avec 9,2 milliards d'euros de cessions engagées ou finalisées ;
- Taux de disponibilité des actifs nucléaires en Belgique élevé, à 92% ;
- Nouvelles avancées sur la sortie du charbon avec la cession de Jorge Lacerda au Brésil et la fermeture de Tejo au Portugal ;
- Nouvelle organisation du Groupe en place, fondée sur l'alignement et la discipline avec 4 GBU, responsables de leur *P&L*.

Performance financière

- Haut de la fourchette de *guidance* (1) 2021 atteint, avec un RNRpg "total" de 3,2 milliards d'euros (EQUANS inclus) ;
- RNRpg des activités poursuivies à 2,9 milliards d'euros, croissance significative de l'EBIT, en hausse organique de 4% à 6,1 milliards d'euros, bénéficiant d'un environnement de prix favorable et de la performance opérationnelle ;
- Un niveau de liquidités et un bilan solides permettant de s'adapter au nouvel environnement du marché des commodités, avec un impact des appels de marge sur le CFFO ;
- Proposition d'un dividende 2021 de 0,85 euro par action ;
- Guidance 2022-2024 annoncée, avec un RNRpg 2024 attendu entre 3,3-3,5 milliards d'euros.

6.1.1.1.1 Chiffres-clés au 31 décembre 2021

En milliards d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	57,9	44,3	+30,6%	+33,1%
EBITDA	10,6	8,9	+18,6%	+21,9%
EBIT	6,1	4,5	+36,8%	+42,2%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	2,9	1,7	+69,7%	
Résultat net récurrent, part du Groupe	3,2	1,7	+85,4%	
Résultat net, part du Groupe	3,7	(1,5)	-	-
CAPEX (1)	8,0	7,5	+6,0%	
Cash Flow From Operations (CFFO) (2)	6,3	6,6	-5,3%	
Endettement financier net (3)	25,3	22,5	2,9 par rapport au 31 déc. 2020	
Dette nette économique	38,3	37,4	0,9 par rapport au 31 déc. 2020	
Dette nette économique / EBITDA	3,6x	4,2x	-0,6x	

(1) Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate) et du schéma de tax equity
(2) Cash Flow From Operations = Free Cash Flow avant Capex de maintenance et financement des provisions nucléaires
(3) La dette financière nette exclut la dette interne relative à EQUANS (0,4 milliard d'euros)

(1) Les principales hypothèses de la guidance 2021 revue à la hausse en novembre 2021 sont : prix de commodités aux conditions de marchés du 29 octobre 2021 ; taux de change moyens pour 2021 : €/$: 1,20 et €/BRL : 6,28 ; jusqu'à 0,1 milliard d'euros d'effet dilutif sur l'EBIT provenant des cessions survenues en 2021 ; pas de détérioration majeure des restrictions liées à la Covid telles qu'expérimentées au cours des neuf premiers mois 2021 ; pas d'impact P&L relatif au gel des tarifs régulés du gaz en France ; taux récurrent effectif d'imposition de 27% ; température moyenne en France pour le 4e trimestre 2021 ; absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macroéconomique ; absence de changement comptable significatif au sein du Groupe ; absence de traitement comptable en "activités non poursuivies"

6.1.1.1.2 Perspectives et guidance 2022-2024

Les objectifs pour les exercices comptables clos les 31 décembre 2022, 2023 et 2024 présentés ci-dessous sont basés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date de publication de ce document.

Ces données et hypothèses peuvent évoluer ou être modifiées en raison d'incertitudes liées à l'environnement financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas connaissance à la date d'enregistrement de ce document. De plus, la réalisation des prévisions nécessite le succès de la stratégie du Groupe. Par conséquent, le Groupe ne s'engage ni ne donne de garanties quant à la réalisation des prévisions énoncées dans la présente section.

Les objectifs présentés ci-dessous et hypothèses sous-jacentes ont également été établies conformément aux dispositions du Règlement délégué (UE) n° 2019/980, complément du règlement (UE) n° 2017/1129, et aux recommandations de l'ESMA sur les prévisions.

Ces objectifs résultent des processus budgétaires et de plan à moyen terme décrit dans la Note 14 des états financiers consolidés ; ils ont été établis sur une base comparable aux informations financières historiques et conformément aux méthodes comptables appliquées aux états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 décrites dans les états financiers consolidés.

6.1.1.1.2.1 Hypothèses

- **stratégie** : confirmation et renforcement de l'ambition du groupe ENGIE de compter parmi les *leaders* de la transition énergétique et climatique. Le Groupe s'attachera à l'achèvement des revues stratégiques en cours afin de créer davantage de valeur et d'allouer efficacement son capital au profit de la croissance, en particulier dans les Renouvelables, les Infrastructures et les activités *Asset-based* dans les Solutions Clients ;
- **climat** : conditions climatiques normalisées en France (distribution de gaz naturel et approvisionnement d'énergie + production hydroélectrique normalisée) ;
- **résultat financier net récurrent** : de 1,4-1,6 milliard d'euros sur 2022-2024 ;
- **taux effectif d'impôt récurrent** : 21-23% pour 2022, 20-22% pour 2023, 22-24% pour 2024 ;
- **taux d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi** : basé sur les conditions du marché au 31 décembre 2021, tel que décrit dans la Note 21 des états financiers consolidés ;
- pas de changement comptable significatif par rapport à 2021 ;
- pas de changements réglementaires et macro-économiques majeurs par rapport à 2021.
- **conditions sanitaires** : absence de confinement majeur dû à la Covid-19 ;
- **taux de change** : taux annuels moyens
  - €/$: 1,14 pour 2022, 1,16 pour 2023 et 1,18 pour 2024,
  - €/BRL : 6,38 sur la période 2022-24 ;
- **tarifs régulés dans les Infrastructures France** :
  - distribution, transport et stockage : tarifs publiés par la CRE en janvier 2020,
  - regazéification : tarifs publiés par la CRE en janvier 2021 ;
- **tarifs régulés pour le gaz naturel et l'électricité en France** : répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs de la fourniture d'énergie *BtoC* en France ;
- **productions** hydraulique, éolienne et solaire moyennes ;
- **nucléaire** :
  - début de la sortie du nucléaire belge avec la fermeture de Doel 3 en octobre 2022 et celle de Tihange 2 en février 2023,
  - disponibilité des centrales nucléaires en Belgique : environ 90% en 2022, 88% en 2023 et 95% en 2024 – sur base de la disponibilité des réacteurs telle que publiée sur REMIT au 1er janvier 2022, hors arrêts définitifs (88%/60%/53% en prenant pour hypothèse une disponibilité de 0% pour les réacteurs devant être définitivement arrêtés conformément à la loi en Belgique) ;
- **volumes et prix couverts** pour la production électrique :
  - 80% à 60 euros/MWh pour 2022,
  - 64% à 55 euros /MWh pour 2023,
  - 32% à 57 euros /MWh pour 2024 ;
- **prix des matières premières** :

  prix des commodités sur les conditions de marché moyennes observées sur le 2nd semestre 2021 :

En €/MWh	2022	2023	2024
Power Base BE	118	79	67
Power Base FR	132	84	71
CSS Peak / Base NL	20 / (1)	10 / (4)	9 / (3)
CSS Peak / Base BE	18 / (4)	12 / (5)	12 / (3)
CSS Peak / Base IT	22 / (10)	15 / 6	15 / 5
CSS Peak / Base FR	50 / 10	24 / (1)	21 / 0
Gas TTF	48	29	22
CO_2	63	64	65

6.1.1.1.2.2 Guidance 2022-2024

Les progrès réalisés dans le cadre du plan stratégique à horizon 2023 présenté l'année dernière posent les bases solides qui permettront à ENGIE d'atteindre son objectif de neutralité carbone tout en continuant à croître sur le long terme.

À horizon 2024, le Groupe prévoit une croissance de ses résultats principalement portée par les investissements dans les Renouvelables et par l'amélioration des performances d'*Energy Solutions*, ainsi qu'une contribution résiliente des Infrastructures. Cette croissance devrait notamment reposer sur une amélioration significative de la productivité. Cette combinaison de facteurs porteurs devrait plus que compenser la baisse des résultats du Nucléaire en Belgique consécutive à l'arrêt des centrales d'ici 2025, et générer une croissance progressive des résultats et des dividendes.

Hypothèses de prix des commodités en Europe retenues dans la guidance pour les volumes *merchant* non couverts : compte tenu de la forte volatilité des prix des commodités en Europe, ENGIE a modifié les hypothèses de prix à terme retenues dans sa guidance. Ces hypothèses de prix concernent majoritairement la partie des volumes *merchant* non couverts de la production nucléaire en Belgique et en France, ainsi que de la production hydroélectrique en France.

Les hypothèses de prix retenues pour la guidance 2022-2024 telle que présentée dans ce document sont basées sur la moyenne des prix à terme en Europe du second semestre 2021. Pour les exercices précédents, les prix retenus pour la guidance étaient les prix à terme en Europe du dernier jour de l'année civile précédente.

Ainsi, entre 2022 et 2024, ENGIE prévoit :

En milliards d'euros	Résultats 2022	Résultats 2023	Résultats 2024
EBITDA	10,7 – 11,1	10,9 – 11,3	11,3 – 11,7
EBIT	6,1 – 6,5	6,2 – 6,6	6,4 – 6,8
Guidance RNRpg	3,1 – 3,3	3,2 – 3,4	3,3 – 3,5

ENGIE continue de viser une notation de crédit "*strong investment grade*" et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x.

À titre indicatif, si les prix à terme au 31 décembre 2021 pour les volumes non couverts avaient été retenus comme par le passé, cela aurait conduit arithmétiquement à une contribution additionnelle au niveau du RNRpg de +0,6 milliard d'euros en 2022, +0,4 milliard d'euros en 2023 et +0,2 milliard d'euros en 2024.

6.1.1.1.2.3 Présentation des principaux objectifs

Le Groupe a fixé des objectifs clairs pour chacune de ses activités principales.

Pour les Renouvelables, l'ambition d'ENGIE est d'atteindre 50 GW de capacité installée à 100% d'ici 2025 et 80 GW d'ici 2030. Ces objectifs reposent sur un pipeline réaliste et en croissance.

Pour les Infrastructures, la base d'actifs régulés en France devrait enregistrer une croissance d'environ 1,5% par an sur la période 2021-2024 et les Infrastructures à l'international participeront également à la croissance du Groupe.

Energy Solutions bénéficie d'un pipeline, en croissance également, de 14 milliards d'euros.

CAPEX

ENGIE confirme son objectif de 15-16 milliards d'euros de Capex de croissance entre 2021 et 2023 et prévoit d'investir environ 5 milliards d'euros principalement dans les mêmes activités clés en 2024.

Les Capex de maintenance devraient être maintenus à environ 2,5 milliards d'euros par an en moyenne jusqu'en 2024, tout en diminuant au fil du temps.

Performance

L'objectif de 0,6 milliard d'euros de contribution nette du plan de performance sur l'EBIT est confirmé pour la période 2021-2023. L'excellence opérationnelle devrait contribuer pour environ 0,25 milliard d'euros, l'optimisation des fonctions support pour environ 0,20 milliard d'euros et la réduction des activités déficitaires pour environ 0,15 milliard d'euros. Cette dynamique de performance se poursuivra en 2024, les actions d'amélioration continue devant y contribuer de manière équivalente aux années 2022 et 2023.

Cessions

L'indication 2021-2023 a été relevée à au moins 11 milliards d'euros d'impact sur la dette financière nette, contre 9-10 milliards d'euros annoncés précédemment.

ENGIE est bien avancé avec déjà environ 9,2 milliards d'euros de cessions signées ou finalisées. Pour 2024, les cessions devraient diminuer de manière significative avec une gestion et une rotation de portefeuille plus limitées.

Évolution de l'EBIT

ENGIE prévoit une croissance de l'EBIT sur l'ensemble de la période, principalement portée par les investissements (environ +1,0 milliard d'euros) et la performance (environ +0,7 milliard d'euros). Ces éléments positifs ne seront que partiellement compensés par les effets de périmètre (environ -0,3 milliard d'euros) et d'autres effets, tels que les volumes, les prix ou les taux de change, pour un effet global d'environ -0,7 à -1,1 milliard d'euros.

Le taux de croissance annuel moyen de l'EBIT entre 2021 et 2024 devrait atteindre 5-6% pour ENGIE hors nucléaire et 1,5-3,5% pour ENGIE dans son ensemble (y compris le nucléaire).

Principaux facteurs de l'évolution de l'EBIT 2022 par activités

	Facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT 2022
Renouvelables	Croissance portée par les capacités nouvellement mises en service, des prix captés plus élevés, le retournement de l'impact de la vague de froid au Texas, partiellement compensés par le retournement de l'effet positif des compensations liées à la décision "GFOM"
Infrastructures	En France, retournement de l'effet positif des températures en 2021 et baisse (lissée) de la rémunération de la BAR, partiellement compensés par la croissance en Amérique latine
Energy Solutions	Amélioration de la performance opérationnelle, partiellement compensée par la normalisation des températures
Production Thermique	Normalisation de la forte performance 2021 en Europe et sortie du charbon, compensée par une contribution plus élevée au Chili
Fourniture d'énergie	Résultats sous pression en raison de la normalisation des températures et du contexte de prix élevés des commodités
Nucléaire	Prix captés plus élevés, compensés par des volumes en baisse (arrêt du premier réacteur en Belgique en octobre 2022) et une taxe nucléaire belge plus élevée

Principaux facteurs de l'évolution de l'EBIT entre 2021 et 2024 par activités

	Facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT 2022	EBIT 2024 estimé
Renouvelables	Contribution des investissements, hausse des prix, partiellement compensées par le retournement des *one-offs* positifs de 2021	+ + + +
Infrastructures	Baisse de la rémunération de la BAR en France, normalisation des températures, partiellement compensées par la contribution des investissements	-
Energy Solutions	Contribution des investissements et amélioration de la contribution d'EVBox	+ +
Production Thermique	Dilution, augmentation des *spreads*, baisse des services ancillaires et augmentation de la disponibilité du portefeuille d'actifs	-
Fourniture d'énergie	Normalisation des températures, amélioration de la marge, croissance des services *BtoC* et du portefeuille de clients en électricité	+
Nucléaire	Baisse des volumes (fermeture progressive des actifs), partiellement compensée par la hausse des prix captés	- -

Chaque signe "+" correspond à une augmentation de 200 millions d'euros, chaque signe "-" correspond à une diminution de 200 millions d'euros.

6.1.1.1.3 Politique de dividende réaffirmée et proposition d'un dividende de 0,85 euro par action pour 2021

ENGIE s'attache à proposer un dividende croissant et pérenne à ses actionnaires.

Le Conseil d'Administration a ainsi réaffirmé la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe, et incluant un dividende plancher de 0,65 euro par action pour la période allant de 2021 à 2023.

Pour 2021, le Conseil d'Administration a ainsi proposé de distribuer 66% du résultat net récurrent part du Groupe, soit un dividende de 0,85 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.

6.1.1.1.4 Avancées stratégiques qui posent les fondations d'une réussite à long-terme

En 2021, ENGIE a atteint ses objectifs dans un contexte énergétique inédit, principalement en tirant parti de la force de son modèle intégré. Grâce à des niveaux de disponibilité élevés des actifs, le Groupe a pu utiliser ses capacités de production flexibles dans un marché tendu. Le bon équilibre des positions contractuelles et des activités, ainsi qu'une liquidité et un bilan solides, ont également permis de gérer de manière efficace et dynamique toutes les expositions, au bénéfice du Groupe et de ses clients.

Poursuite de la croissance en 2021 : accélération dans les Renouvelables et *Energy Solutions* et développement des Infrastructures à l'international

En 2021, ENGIE a poursuivi sa croissance.

Entre 2019 et 2021, le Groupe a mis en service 9 GW de capacités renouvelables, et ce en dépit des tensions accrues sur les chaînes d'approvisionnement observées partout dans le monde tout au long de l'année. La capacité installée totale de Renouvelables du Groupe est désormais supérieure à 34 GW. ENGIE est en ordre de marche pour accélérer ses ajouts annuels de capacité, qui seront désormais de 4 GW en moyenne par an d'ici 2025, pour atteindre 50 GW de capacité renouvelable installée (à 100%) à cet horizon. Pour soutenir son ambition, ENGIE peut compter sur un pipeline solide d'environ 66 GW de projets identifiés.

Après une période d'incertitude liée à la pandémie, 2021 a été marquée par la reprise du développement commercial au sein d'*Energy Solutions*. En décembre 2021, la Ville de Paris a choisi ENGIE et son partenaire, le groupe RATP, pour gérer son réseau de froid en renouvelant la concession pour une durée de 20 ans.

Enfin, en ce qui concerne les Infrastructures à l'international, le début de l'exploitation commerciale de Gralha Azul et les premiers tests de mise sous tension de Novo Estado, les deux lignes de transmission électrique construites par ENGIE au Brésil, constituent des réalisations significatives pour le Groupe.

Avancées majeures dans la réalisation du plan de cession

Au cours de l'année 2021, le plan de recentrage d'ENGIE a enregistré des avancées significatives, avec 9,2 milliards d'euros de cessions engagées ou finalisées à date. Compte tenu de la forte dynamique engagée, l'impact total du plan de cession sur la dette financière nette est désormais attendu à au moins 11 milliards d'euros entre 2021 et 2023, contre une indication initiale de 9 à 10 milliards d'euros.

Simplification et recentrage

Le 5 novembre 2021, ENGIE est entré en négociations exclusives avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. Il s'agit d'une étape majeure dans la mise en œuvre du plan stratégique d'ENGIE, qui contribue à la simplification du Groupe et lui permettra de se concentrer sur l'accélération des investissements dans ses activités cœur. Entité indépendante au sein d'ENGIE depuis le 1er juillet 2021, EQUANS est un leader mondial des activités de services multi-techniques. L'offre ferme et engageante de Bouygues valorise 100% d'EQUANS à 7,1 milliards d'euros en valeur d'entreprise (1) et devrait réduire de 6,8 milliards d'euros la dette financière nette du Groupe. Le processus de cession avance selon le calendrier prévu et sa finalisation, toujours attendue au second semestre 2022, est soumise à l'obtention des autorisations des autorités réglementaires et à la levée des conditions suspensives usuelles.

Par ailleurs, le 31 août, ENGIE a reçu une offre ferme et irrévocable du groupe ALTRAD pour ENDEL, filiale à 100% d'ENGIE et spécialiste de la maintenance industrielle et des services à l'énergie. Il s'agit d'une étape supplémentaire dans la simplification du portefeuille des activités de services.

En mai, ENGIE a finalisé la vente de 10% de GTT. Avec cette cession partielle, GTT est désormais mise en équivalence depuis le mois de juin. Simultanément, ENGIE a émis des obligations échangeables en actions ordinaires existantes de GTT pour un montant nominal total de 290 millions d'euros, obligations ne portant pas intérêt et arrivant à échéance en 2024. En cas d'échange intégral de ces obligations, ENGIE conserverait une participation d'environ 20%, contre 40% avant cette opération.

Enfin, ENGIE a finalisé la vente d'ENGIE EPS en juillet.

Sur le plan du recentrage géographique, le Groupe est sorti ou a signé des accords de sortie, de 18 pays (2) en 2021. Une fois ces sorties effectives, le Groupe opérera dans 35 pays. ENGIE prévoit de ramener sa présence à moins de 30 pays d'ici 2023.

(1) Y compris la dette IFRS 16
(2) Y compris les pays dans lesquels EQUANS est présent

Rééquilibrage du portefeuille d'Infrastructures

Le 22 décembre 2021, ENGIE et son partenaire SIG ont annoncé la finalisation de la cession de 11,5% du capital de GRTgaz. Cette transaction, réalisée sur la base d'un ratio de valeur d'entreprise ramenée à la BAR de 148%, a réduit la dette financière nette d'ENGIE de 1,1 milliard d'euros et illustre la vision commune d'ENGIE et de son partenaire sur le rôle à long terme du gaz et également des gaz renouvelables.

Politique d'investissement et d'allocation des ressources disciplinée

En 2021, le total des investissements s'est élevé à 8,0 milliards d'euros, dont 4,3 milliards dédiés aux investissements de croissance.

Ces derniers sont parfaitement en ligne avec le plan stratégique présenté en mai 2021 pour atteindre l'objectif "Net Zéro Carbone" d'ici 2045 : en effet, les investissements de croissance ont été consacrés aux Renouvelables (44%), aux Infrastructures (31%) et à *Energy Solutions* (17%). De même, une part substantielle (plus de 90%) ont été investis dans des développements organiques.

Premiers résultats du plan de performance

Le plan de performance lancé a permis à ENGIE d'atteindre son objectif 2021 d'une contribution nette à l'EBIT de 0,1 milliard d'euros. L'excellence opérationnelle et l'optimisation des fonctions support ont contribué à l'atteinte de cet objectif.

Pour rappel, la contribution nette à l'EBIT entre 2021 et 2023 de ce plan de performance devrait s'élever à 0,6 milliard d'euros.

6.1.1.1.5 Point sur les actifs nucléaires en Belgique

Le gouvernement belge a proposé un nouveau projet de loi qui devrait être voté au printemps 2022. Il porte sur la disponibilité des fonds relatifs aux provisions nucléaires et propose un calendrier pour le financement des coûts de démantèlement et de gestion des déchets d'ici 2030. Si ce projet de loi est adopté, cela conduirait à un financement supplémentaire des coûts de démantèlement jusqu'en 2030, représentant environ 0,7 milliard d'euros par an entre 2022 et 2024. Electrabel a déjà reconnu et comptabilisé ses obligations relatives aux coûts de démantèlement et de gestion du combustible usé et sa situation financière solide permettra ces financements complémentaires. Ce projet de loi n'incluant pas de changement dans le montant des provisions ou leur méthode d'évaluation, il n'aurait pas d'impact sur la dette nette économique d'ENGIE.

La prochaine révision triennale des provisions nucléaires relatives au démantèlement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets aura lieu au second semestre 2022. Suivant le même processus que lors de la dernière révision en 2019, celle-ci tiendra compte de toute mise à jour requise des taux d'actualisation et des scénarii de référence pour l'estimation de coûts.

6.1.1.1.6 Progrès vers la neutralité carbone et objectifs ESG

Progrès sur la sortie du charbon pour soutenir l'ambition "Net Zéro Carbone"

ENGIE s'est engagé à atteindre l'objectif "Net Zéro Carbone" sur les trois scopes d'ici 2045 en suivant la trajectoire "*well below 2 °C*", avec des jalons intermédiaires. Dans la droite ligne de cet objectif, ENGIE est devenu l'un des membres fondateurs de la "*First Movers Coalition*", lancée lors de la COP26. En rejoignant cette coalition, ENGIE s'engage à acheter des produits à faible teneur en carbone afin de contribuer au développement de chaînes d'approvisionnement décarbonées.

ENGIE poursuit son objectif de sortie du charbon avec la finalisation en octobre de la cession de Jorge Lacerda au Brésil, complexe qui comprend une centrale à charbon de 0,7 GW. Cette transaction contribue à une transition progressive de l'économie régionale, tout en réduisant les impacts socio-économiques locaux et démontre l'importance d'une transition juste pour le Groupe.

En outre, la dernière centrale à charbon d'ENGIE en Europe, située au Portugal, a été arrêtée en novembre 2021.

ENGIE confirme son engagement de sortir de tous les actifs au charbon en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027, y compris s'agissant de la production d'énergie à base de charbon pour les réseaux urbains de chaleur et de froid.

À fin 2021, le charbon représentait 2,9 GW au sein du portefeuille total de production centralisée de 100,3 GW d'ENGIE.

Objectifs clés ESG

En 2021, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie ont baissé pour atteindre 67 millions de tonnes.

ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, celle-ci passant de 31% à fin 2020 à 34% à fin 2021 avec la mise en service de 3 GW de capacités Renouvelables.

En termes de diversité de genres, ENGIE comptait 25% de femmes cadres à fin 2021. Le Groupe met en œuvre des plans d'action pour atteindre un meilleur équilibre homme-femme d'ici 2030.

Résolution "*Say on Climate*"

Dans le cadre du dialogue avec les actionnaires d'ENGIE, le Conseil d'Administration a décidé de les consulter lors de la prochaine Assemblée Générale annuelle sur la stratégie de transition climatique du Groupe.

6.1.1.1.7 Santé et sécurité

En 2021, le groupe ENGIE et ses sous-traitants ont malheureusement déploré plusieurs accidents graves, dont 16 mortels, notamment sur des chantiers de construction. Une réponse coordonnée à l'échelle du Groupe et un plan d'action complet ont été mis en œuvre par les équipes dirigeantes d'ENGIE afin de réévaluer toutes les normes et procédures de sécurité pour l'ensemble des activités et des géographies du Groupe (sous-traitants compris), dans le but de garantir que seules celles répondant aux standards les plus élevés sont appliquées.

Le groupe ENGIE est résolument engagé dans la mise en œuvre de ce plan afin que la sécurité de chaque employé, fournisseur ou sous-traitant soit à chaque instant pleinement garantie.

6.1.1.1.8 Présentation des données opérationnelles et financières

6.1.1.1.8.1 Chiffre d'affaires

En 2021, le **chiffre d'affaires** du Groupe s'est établi à 57,9 milliards d'euros, en hausse de 30,6% en brut et 33,1% en organique.

Chiffre d'affaires contributif, après élimination des opérations intragroupe

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Renouvelables	3 661	2 971	+23,2%	+32,9%
Infrastructures	6 700	6 718	-0,3%	+1,8%
Energy Solutions	9 940	8 840	+12,4%	+13,0%
Production Thermique	4 089	3 281	+24,5%	+29,0%
Fourniture d'Énergie	13 237	10 792	+22,7%	+22,5%
Nucléaire	56	39	+44,3%	+44,3%
Autres	20 183	11 664	+73,0%	+77,9%
TOTAL	**57 866**	**44 306**	**+30,6%**	**+33,1%**

Le chiffre d'affaires des **Renouvelables** s'est élevé à 3 661 millions d'euros, en hausse de 23,2% en brut et de 32,9% en organique. La croissance brute inclut un effet de change négatif lié à la dépréciation du real brésilien par rapport à l'euro. En organique, le chiffre d'affaires a bénéficié de prix captés plus élevés pour la production hydroélectrique en France et au Brésil ainsi que des contributions additionnelles des actifs mis en service en Amérique latine, aux États-Unis et en France.

Le chiffre d'affaires des **Infrastructures** s'est élevé à 6 700 millions d'euros, en baisse de 0,3% en brut et en hausse de 1,8% en organique. La croissance brute est inférieure à la croissance organique à cause des effets de change négatifs en Amérique latine et au Brésil et des cessions en Turquie. En organique, l'augmentation du chiffre d'affaires en France est principalement due à la hausse des volumes de gaz distribués dus à des températures plus froides qu'en 2020. En dehors de France, l'augmentation du chiffre d'affaires provient de la construction des lignes de transport d'électricité Gralha Azul et Novo Estado au Brésil.

Le chiffre d'affaires d'***Energy Solutions*** s'est élevé à 9 940 millions d'euros, en hausse de 12,4% en brut et de 13,0% en organique. La variation brute inclut des effets de change négatifs notamment aux États-Unis. En organique, les niveaux d'activité ont augmenté de manière significative en France tant pour les infrastructures énergétiques décentralisées que pour les services d'efficacité énergétiques, illustrant la forte reprise après les impacts de la Covid en 2020. Les activités en Italie et en Amérique du Nord ont également connu une croissance organique positive.

Le chiffre d'affaires de l'activité Production **Thermique** a augmenté de 24,6% en brut et de 29,0% en organique. La croissance brute inclut des effets de change négatifs principalement en Amérique latine et un effet de périmètre négatif lié à la cession de Jorge Lacerda en octobre 2021 au Brésil. La croissance organique s'explique principalement par la forte performance des activités thermiques en Europe grâce à des conditions de marché exceptionnelles permettant de capter des spreads et un niveau de services ancillaires plus élevés, notamment pour les activités de pompage-turbinage au Royaume-Uni et en Belgique. Les activités thermiques au Moyen-Orient ont contribué à la performance avec une augmentation de la production, de même, en Amérique latine avec l'indexation des tarifs, compensée en partie seulement par des volumes produits plus faibles au Brésil.

Le chiffre d'affaires des activités de **Fourniture d'Énergie** s'est élevé à 13 237 millions d'euros, en hausse de 22,7% en brut et de 22,5% en organique. Outre les effets de change positifs, cette hausse est principalement due à la hausse du prix des commodités et à un effet volume positif sur les ventes de gaz, en lien en raison des températures plus froides qu'en 2020 et avec la reprise après les impacts de la Covid en 2020 favorisant la croissance des activités de services.

Le chiffre d'affaires du **Nucléaire** a été non significatif après élimination des opérations intragroupes, puisque la production a été vendue en interne à d'autres activités du Groupe.

Le chiffre d'affaires des activités **Autres** s'est élevé à 20 183 millions d'euros. L'augmentation de 73,0% est principalement due aux prix plus élevés des commodités combinés à une augmentation des volumes pour les Giants et la fourniture d'énergie *BtoB*.

6.1.1.1.8.2 EBITDA

L'**EBITDA** s'est élevé à 10,6 milliards d'euros, soit une hausse brute de 18,6% et de 21,9% en organique.

Matrice par activité/géographie

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	462	176	1 035	83	11	(67)	1 700
Infrastructures	3 520	119	470	-	18	(7)	4 121
Energy Solutions	593	207	(3)	71	41	(109)	799
Production Thermique	-	743	424	43	448	(30)	1 628
Fourniture d'Énergie	356	60	-	-	48	(20)	445
Nucléaire	-	1 413	-	-	-	-	1 413
Autres	-	-	1	10	(2)	449	457
TOTAL EBITDA	**4 931**	**2 717**	**1 928**	**208**	**565**	**215**	**10 563**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2020
Renouvelables	391	142	924	85	74	(40)	1 576
Infrastructures	3 289	108	449	2	6	(6)	3 848
Energy Solutions	534	186	4	27	48	(62)	738
Production Thermique	-	607	614	40	472	(25)	1 708
Fourniture d'Énergie	256	200	2	-	25	(48)	433
Nucléaire	-	415	-	-	-	-	415
Autres	-	21	(1)	15	(8)	162	189
TOTAL EBITDA	**4 470**	**1 680**	**1 992**	**168**	**617**	**(19)**	**8 908**

6.1.1.1.8.3 EBIT

L'**EBIT**, qui s'est élevé à 6,1 milliards d'euros, a enregistré une hausse brute de 36,8% et de 42,2% en organique.

- taux de change : la détérioration des taux de change se reflète dans l'EBIT avec un impact total négatif de 94 millions d'euros, principalement lié à la dépréciation du real brésilien et du dollar américain ;
- variations de périmètre : l'effet périmètre négatif net de 69 millions d'euros est principalement lié à la cession de 10% des actions de GTT (qui a entraîné un changement de méthode de consolidation des 30% restants) et la vente partielle d'actifs solaires en Inde. Ces effets ont été partiellement compensés par la cession de 29,9% des parts du Groupe dans SUEZ, dont la contribution était négative en 2020 et par la contribution positive des actifs hydrauliques au Portugal acquis en décembre 2020 ;
- températures en France : par rapport à la normale, l'effet température s'est élevé à environ 118 millions d'euros, générant une hausse de 338 millions d'euros par rapport à l'année 2020 pour laquelle les températures étaient plus élevées que la moyenne. Cette variation positive bénéficie aux Infrastructures, à la fourniture d'énergie et aux activités Autres [(1)] en France.

Contribution des activités à l'EBIT 2021

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*	Dont effet temp. (France) vs. 2020
Renouvelables	1 185	1 093	+8,4%	+21,7%	-
Infrastructures	2 314	2 060	+12,3%	+13,1%	210
Energy Solutions	366	305	+19,8%	-0,4%	-
Production Thermique	1 183	1 259	-6,0%	-3,9%	-
Supply	174	184	-5,5%	-6,4%	101
Nucléaire	970	(111)	-	-	-
Autres	(46)	(297)	+84,4%	+86,7%	26
TOTAL	**6 145**	**4 493**	**+36,8%**	**+42,2%**	**338**
EQUANS [(1)]	368	85			
EBIT y compris EQUANS	6 513	4 578	+42,3%	+46,8%	338

(1) EQUANS comptabilisé selon IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées

Matrice par activité/géographie

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	273	120	866	(13)	7	(68)	1 185
Infrastructures	1 825	74	403	-	18	(7)	2 314
Energy Solutions	309	124	(5)	63	27	(152)	366
Production Thermique	-	564	189	41	421	(33)	1 183
Fourniture d'Énergie	202	(29)	-	-	25	(23)	174
Nucléaire	-	970	-	-	-	-	970
Autres	-	-	-	(1)	(2)	(43)	(46)
TOTAL EBIT	**2 609**	**1 823**	**1 453**	**91**	**495**	**(325)**	**6 145**

(1) Premiers effets dans les activités "Autres" liés au transfert d'Entreprises & Collectivités de "Fourniture d'énergie" vers "Autres"

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2020
Renouvelables	152	89	775	54	62	(40)	1 093
Infrastructures	1 608	66	386	2	4	(6)	2 060
Energy Solutions	256	106	1	17	35	(109)	305
Production Thermique	-	437	367	37	443	(25)	1 259
Fourniture d'Énergie	111	118	2	-	6	(52)	184
Nucléaire	-	(111)	-	-	-	-	(111)
Autres	-	20	(1)	-	(8)	(308)	(297)
TOTAL EBIT	**2 127**	**724**	**1 530**	**110**	**542**	**(540)**	**4 493**

Renouvelables : effet positif des prix et contribution des actifs nouvellement mis en service

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBIT	1 185	1 093	+8,4%	+21,7%
CAPEX totaux	2 007	1 631	+23,0%	-
CNR – prix captés *(€/MWh)*	56,4	43,9	+28,5%	-
Marges DBSO [(1)] (contribution EBIT)	31	98	-68,1%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Mises en service *(GW à 100%)*	3,0	3,0		-
Volumes hydro – France *(TWh à 100%)*	15,1	15,3	-0,5%	-

(1) Develop, Build, Share and Operate

3 GW de capacité Renouvelables ont été mises en service en 2021 dans les géographies clés du Groupe, dont 1,8 GW d'actifs éoliens et 1,1 GW d'actifs solaires. Ces nouvelles mises en service d'actifs portent la capacité installée totale (à 100%) à 34,2 GW au 31 décembre 2021.

En novembre 2021, ENGIE, et son partenaire Crédit Agricole Assurances, ont signé un accord pour l'acquisition d'Eolia, l'un des plus grands producteurs d'énergie renouvelable en Espagne. Avec 0,9 GW d'actifs en opération et un portefeuille de 1,2 GW de projets renouvelables, cette acquisition permettra à ENGIE de renforcer sa présence dans la péninsule ibérique.

ENGIE apportera notamment sa valeur ajoutée industrielle en prenant en main la gestion du pipeline de projets et en fournissant une gamme complète de services (exploitation et maintenance, gestion des actifs, gestion de l'énergie et services associés) aux actifs en opération. Une fois finalisée, cette transaction aura un impact sur la dette nette du Groupe de 0,4 milliard d'euros pour une valeur d'entreprise d'environ 2 milliards d'euros.

Outre Eolia, ENGIE a encore renforcé son pipeline avec les acquisitions d'Assul Sol au Brésil.

Plus récemment, en janvier 2022, Ocean Winds, la joint-venture d'ENGIE avec EDPR dans l'éolien en mer, a obtenu les droits de développement de nouvelle capacité éolienne en mer en Écosse pour environ 1 GW. De même, en Corée du Sud, au sein d'une coentreprise avec Aker Offshore Wind (33,3%), Ocean Winds a obtenu les droits de développement exclusifs de 870 MW de capacité éolienne en mer flottante en Corée du Sud. L'attribution de droits supplémentaires de 450 MW est également attendue prochainement.

Le Groupe poursuit son développement et accompagne ses clients dans leurs efforts de décarbonation de leurs activités, comme en témoigne la signature d'un montant total de 2,1 GW de contrats long-terme de vente d'électricité renouvelable aux entreprises ("cPPAs"), confirmant sa position de leader en tant que fournisseur de cPPAs renouvelables dans le monde.

Les Renouvelables ont enregistré une augmentation organique de l'EBIT de 21,7%, principalement grâce à des prix captés plus élevés (+335 millions d'euros) pour la production hydroélectrique en France et au Brésil et à des compensations liées à la décision "GFOM" plus élevées (+87 millions d'euros par rapport à l'année dernière). Les capacités mises en service, principalement aux États-Unis et au Brésil, ont également contribué à cette augmentation (+102 millions d'euros). Cette performance positive a été partiellement réduite par l'impact de l'épisode de froid extrême survenu au Texas en février 2021 (environ -90 millions d'euros), des marges DBSO en baisse et des volumes hydro moins importants au Brésil et en France.

Infrastructures : températures plus froides en Europe et contribution des Infrastructures à l'international en hausse

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	4 121	3 848	+7,1%	+7,6%
EBIT	2 314	2 060	+12,3%	+13,1%
CAPEX totaux	2 525	2 591	-2,6%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Effet température – France *(EBIT en millions d'euros)*	75	(135)	210	-
Compteurs communicants – France *(millions)*	9,2	6,9	2,2	-

Les Infrastructures gazières en France ont maintenu un niveau élevé de fiabilité et ont réalisé une performance solide tant en matière d'efficacité opérationnelle que dans le développement des gaz renouvelables, appelés à jouer un rôle de plus en plus important à long-terme. 2,2 millions de compteurs communicants ont été installés en 2021, soit près de 9,2 millions déployés au total. De même, 147 nouveaux sites de production de biométhane ont été raccordés aux réseaux d'ENGIE en France, ce qui porte à 351 le nombre total de sites raccordés. Au total, ces unités peuvent contribuer à une production annuelle allant jusqu'à 6,1 TWh.

Au Brésil, sur les deux lignes de transport d'électricité construites par ENGIE, l'exploitation commerciale de Gralha Azul a démarré et les premiers essais de mise sous tension ont été réalisés sur Novo Estado. L'activité de transport de gaz TAG a également contribué à la performance des Infrastructures à l'international. Les résultats de TAG sont d'ailleurs supérieurs à ceux attendus au moment de l'acquisition.

Les Infrastructures ont enregistré une augmentation organique de l'EBIT de 13,1%.

L'EBIT des Infrastructures en France a augmenté de 216 millions d'euros grâce à des températures plus froides et à la reprise post-Covid. Cette hausse a cependant été partiellement réduite par des volumes transportés souscrits en baisse et par l'effet négatif attendu sur les revenus consécutifs aux révisions régulatoires. L'EBIT hors de France a quant à lui augmenté de 51 millions d'euros grâce à une contribution organique en hausse de TAG, ainsi qu'à des températures plus froides dans le reste de l'Europe.

Energy Solutions : bon développement commercial et amélioration de la performance compensés par les coûts de développement en hausse d'EVBox

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	9 940	8 840	+12,4%	+13,0%
EBIT	366	305	+19,8%	-0,4%
CAPEX totaux	901	767	+17,5%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Cap. Installées infra. Décentralisées *(GW)*	23	22,6 (1)	+1,8%	-
Marge d'EBIT (hors EVBox)	+5,2%	+4,1%	+110 bps	-
Backlog – Concessions en France *(milliards d'euros)*	16,8	13,3	+3,5%	-

(1) Données retraitées pour ne pas tenir compte des pays dont ENGIE est sorti ou a arrêté les développements à la suite à la rationalisation géographique présentée en mai 2021

La capacité nette installée des infrastructures énergétiques décentralisées a augmenté de 0,4 GW en 2021 (en tenant compte de 0,8 GW de capacité vendus au Qatar) et 1,5 GW sont actuellement en construction.

Le 6 décembre 2021, ENGIE, aux côtés de son partenaire RATP, a été sélectionné par la Ville de Paris pour gérer son réseau de froid à partir d'avril 2022. Le renouvellement de cette concession pour 20 ans couvre la production, le stockage, le transport et la distribution d'énergie frigorifique de la ville, et générera un chiffre d'affaires prévisionnel de 2,4 milliards d'euros pour toute la durée du contrat. ENGIE sera également en charge de l'extension du réseau de 158 km d'ici 2042, afin de desservir tous les arrondissements de Paris et de s'ouvrir à de nouveaux clients tels que les hôpitaux, les crèches, les écoles et les maisons de retraite.

Energy Solutions a enregistré une variation organique négative de son EBIT de 0,4%. L'EBIT des infrastructures énergétiques décentralisées a augmenté de 14 millions d'euros pour atteindre 385 millions d'euros, principalement grâce à une bonne performance opérationnelle notamment en Amérique du Nord et en France ainsi qu'à des températures plus froides pour les réseaux de chauffage urbain en France.

L'EBIT des services d'efficacité énergétique a augmenté de 74 millions d'euros pour atteindre 126 millions d'euros, grâce à la reprise progressive post-Covid permettant une amélioration de la performance opérationnelle. Ces variations positives ont été entièrement compensées par des coûts liés au développement d'EVBox plus élevés (contribution en baisse de 90 millions d'euros pour atteindre (145) millions d'euros en 2021).

En décembre 2021, TPG, EVBox et ENGIE ont mutuellement décidé de mettre fin à l'accord de fusion signé en décembre 2020, les parties n'étant pas parvenues à s'entendre sur un nouvel accord avant la date d'expiration du 31 décembre 2021. Cette décision a été motivée par un certain nombre de facteurs, notamment les graves répercussions de la pénurie mondiale de composants sur l'activité d'EVBox, qui ont eu un impact sur les ventes mais également sur les marges en raison de la hausse des coûts. ENGIE met en œuvre des actions pour limiter les impacts de la pénurie et remédier à la sous-performance actuelle. ENGIE estime que l'avenir d'EVBox en tant que leader sur le marché des fournisseurs de solutions de recharge est très prometteur et reste engagé pour soutenir EVBox dans sa croissance.

Production Thermique : effets négatifs au Chili, hausse des spreads et services ancillaires, captés par les actifs pilotables flexibles en Europe

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	1 628	1 708	-4,7%	-2,4%
EBIT	1 183	1 259	-6,0%	-3,9%
Indicateurs de performance opérationnelle				
CSS moyen capté – Europe *(€/MWh)*	19,0	12,0	+62,9%	-
Capacité installée *(GW)*	59,9	63,6	(3,7)	-

Les activités Thermiques ont atteint un haut niveau de fiabilité avec un taux d'indisponibilités internes non planifiées inférieur à 5%. Ces activités offrent une flexibilité importante dans un contexte d'intermittence des énergies renouvelables et contribuent à la sécurité d'approvisionnement future.

Le 31 octobre 2021, les deux projets d'ENGIE de turbines à gaz à cycle combiné (CCGT) à Vilvorde et sur le site des Awirs, d'une capacité de 875 MW chacun, ont été sélectionnés pour un contrat de 15 ans dans le cadre des premières enchères du Mécanisme de Rémunération de la Capacité (CRM) en Belgique. Ces projets représentent un investissement d'environ 0,5 milliard d'euros chacun. Sous réserve de la finalisation du processus d'obtention des autorisations, le Groupe lancera les travaux sur le site des Awirs afin que le projet soit finalisé le 1er novembre 2025 au plus tard. Pour la centrale de Vilvorde, le Groupe a introduit une nouvelle demande de permis environnemental en janvier 2022 à la suite d'un rejet par la Région Flamande en octobre 2021. Ces centrales s'inscrivent dans la transition vers une production d'électricité décarbonée car elles seront capables de valoriser des gaz verts, et tendront à long terme vers la neutralité carbone.

Les activités Thermiques continuent de réduire leurs émissions de CO_2. Dans cette optique, ENGIE a finalisé la cession de Jorge Lacerda au Brésil en octobre 2021 et a arrêté en novembre l'exploitation de sa dernière centrale à charbon en Europe située au Portugal, réduisant ainsi la capacité à 100% d'actifs au charbon à moins de 3 GW (à 100%).

Les activités Thermiques ont enregistré une baisse organique de l'EBIT de 3,9%. 2021 a néanmoins été une bonne année, qui a succédé à une très bonne année 2020.

L'EBIT contracté a diminué de 200 millions d'euros pour s'établir à 656 millions d'euros, principalement en raison de l'impact combiné de la hausse des prix spot d'approvisionnement due à une faible production hydroélectrique, de la moindre disponibilité des centrales thermiques et de la hausse des prix des combustibles au Chili. L'EBIT *Merchant* a augmenté de 151 millions d'euros pour atteindre 527 millions d'euros, bénéficiant en Europe de la hausse des services ancillaires et des *spreads* captés par les centrales à gaz pilotables et les actifs de pompage-turbinage.

Fourniture d'énergie : marges en baisse et retournement des éléments exceptionnels positifs de 2020, partiellement compensées par des volumes plus élevés.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	445	433	+2,6%	+2,0%
EBIT	174	184	-5,5%	-6,4%
Effet température – France *(EBIT en millions d'euros)*	34	(67)	86	-

En France, 2,6 millions de clients particuliers bénéficient des offres de gaz aux tarifs réglementés d'ENGIE. Pour limiter l'impact de la hausse des prix des commodités pour les ménages français, le gouvernement français a décidé de mettre en place un gel des tarifs réglementés à partir du 1er novembre 2021. En octobre, ce dernier a proposé un amendement à la loi de finances 2022 en vue de compenser ENGIE et d'autres fournisseurs pour les pertes de revenus dues à cette mesure. Cet amendement a ensuite été adopté par le Sénat et par l'Assemblée nationale, permettant ainsi à ENGIE de comptabiliser des créances et ainsi de neutraliser l'impact de ce gel des tarifs dans le compte de résultat.

L'EBIT de la fourniture d'énergie s'est élevé à 174 millions d'euros, en baisse de 6,4% sur une base organique.

Cette baisse de l'EBIT est principalement due à un effet prix négatif (-112 millions d'euros par rapport à l'année dernière), notamment imputable aux marges plus faibles pour la fourniture d'électricité en Belgique et pour la fourniture du gaz en Roumanie, compensé, en partie seulement, par des marges plus élevées et une meilleure couverture en Australie. D'autres effets (-34 millions d'euros), tels que le retournement de *one-offs* positifs en 2020, ont également pesé sur la performance annuelle.

L'effet volumes a été positif (+143 millions d'euros) en raison des températures plus froides et de la reprise progressive consécutive à l'amélioration de la situation sanitaire liée à la Covid.

Nucléaire : performance exceptionnelle résultant de prix captés plus élevés et d'une meilleure disponibilité

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	1 413	415		
EBIT	970	(111)		
CAPEX totaux	1 462	1 740	-16,0%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production *(BE + FR, proport, TWh)*	47,4	36,5	+10.9 TWh	-
Disponibilité (Belgique, à 100%)	91,8%	62,6%	+2 920 bps	-

Les actifs de production Nucléaire d'ENGIE en Belgique ont atteint un niveau élevé de disponibilité, de 92%, contre 63% en 2020, générant ainsi des volumes produits beaucoup plus élevés que l'année dernière.

L'EBIT du Nucléaire s'est élevé à 970 millions d'euros en 2021, après trois années consécutives de contribution négative, et un EBIT négatif de 111 millions d'euros en 2020. Cette performance résulte d'une combinaison de prix captés plus élevés (+733 millions d'euros) et d'une meilleure disponibilité (+518 millions d'euros), tant sur les droits de tirage en France que sur les centrales en Belgique. Elle est partiellement compensée par l'augmentation des taxes spécifiques aux centrales en Belgique, qui se sont élevées à 149 millions d'euros en 2021. Les amortissements ont diminué à la suite des pertes de valeur comptabilisées en 2020.

Activités "Autres" : solide performance commerciale et de *trading* et baisse des coûts *Corporate*

L'EBIT des activités "Autres" s'est élevé à 46 millions d'euros, soit une amélioration de 250 millions d'euros par rapport à 2020. Cette amélioration s'explique principalement par les solides performances commerciales et de *trading* de GEMS (*Global Energy Management & Sales* [1]), notamment au cours du second semestre 2021 dans un contexte de forte volatilité. Elle s'explique également par la reprise post-Covid ainsi que de températures plus froides. Dans l'ensemble, la contribution de GEMS a augmenté de 318 millions d'euros pour atteindre 564 millions d'euros.

Les activités "Autres" ont également été impactées négativement par la normalisation de la contribution de GTT (en baisse de 34 millions d'euros à 70 millions) après une contribution record en 2020.

Enfin, les coûts *Corporate* ont diminué par rapport à l'année dernière.

EQUANS, activités non poursuivies

À la suite de l'entrée en négociations exclusives avec Bouygues le 5 novembre 2021, EQUANS a été comptabilisé comme "Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées" selon la norme comptable IFRS 5, donc présenté dans les résultats de l'exercice 2021 comme "activités abandonnées".

Afin de permettre la comparabilité des résultats de l'année par rapport à la guidance, les différents indicateurs financiers du Groupe se décomposent comme suit :

En milliards d'euros	Activités poursuivies	Activités non poursuivies	Total	Guidance
EBITDA	10,6	0,6	11,2	10,8-11,2
EBIT	6,1	0,4	6,5	6,1-6,5
RNRpg	2,9	0,2	3,2	3,0-3,2
Dette nette économique / EBITDA	3,6x	-	3,5x	≤ 4,0x

Les chiffres de la colonne "total" se comparent à la *guidance* 2021 mise à jour pour la dernière fois le 10 novembre 2021.

6.1.1.1.9 Analyse de la croissance organique en base comparable

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute/organique *(en %)*
Chiffres d'affaires	**57 866**	**44 306**	**+30,6%**
Effet périmètre	(49)	(509)	-
Effet change	-	(342)	-
Données comparables	**57 817**	**43 455**	**+33,1%**

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute/organique *(en %)*
EBITDA	**10 563**	**8 908**	**+18,6%**
Effet périmètre	(34)	(156)	-
Effet change	-	(116)	-
Données comparables	**10 529**	**8 637**	**+21,9%**

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute/organique *(en %)*
EBIT	**6 145**	**4 493**	**+36,8%**
Effet périmètre	(32)	(101)	-
Effet change	-	(94)	-
Données comparables	**6 113**	**4 298**	**+42,2%**

(1) Activités de fourniture d'énergie BtoB transférées des activités "Fourniture d'énergie" à GEM dans les activités "Autres" dans le courant de l'année 2021

Le calcul de la croissance organique vise à présenter des données comparables tant en termes de taux de change utilisés pour la conversion des états financiers de sociétés étrangères qu'en termes d'entités contributives (méthode de consolidation et contribution en termes de nombre de mois comparable). La croissance organique en pourcentage représente le rapport entre les données de l'année en cours (N) et de l'année précédente (N-1) retraitées comme suit :

- les données N-1 sont corrigées en supprimant les contributions des entités cédées au cours de la période N-1 ou prorata temporis pour le nombre de mois postérieurs à la cession en N ;
- les données N-1 sont converties au taux de change de la période N ;
- les données N sont corrigées des données des acquisitions N ou prorata temporis pour le nombre de mois antérieurs à l'acquisition en N-1.

6.1.1.2 Autres éléments du compte de résultat

La réconciliation de L'EBIT au Résultat net se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)	Variation brute *(en %)*
EBIT	**6 145**	**4 493**	**+36,8%**
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	721	198	
(+) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	50	(137)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**6 916**	**4 554**	**+51,9%**
Pertes de valeur	(1 028)	(3 502)	
Restructurations	(204)	(257)	
Effets de périmètre	1 107	1 641	
Autres éléments non récurrents	(69)	(879)	
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**6 722**	**1 558**	**+331,6%**
Résultat financier	(1 350)	(1 634)	
Impôts sur les bénéfices	(1 695)	(666)	
Résultat net des activités non poursuivies	**80**	**(151)**	
RÉSULTAT NET	**3 758**	**(893)**	**+521,0%**
Résultat net récurrent part du Groupe	**3 158**	**1 703**	
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**1,26**	**0,63**	
Résultat net part du Groupe	**3 661**	**(1 536)**	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**97**	**644**	

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

La réconciliation du Résultat net récurrent part du Groupe au Résultat net part du Groupe se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Résultat net récurrent part du Groupe	**3 158**	**1 703**
Pertes de valeur et autres	(1 122)	(4 822)
Restructurations	(204)	(257)
Effets de périmètre	1 107	1 641
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	721	198
Résultat net part du Groupe	**3 661**	**(1 536)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 6 722 millions d'euros, en hausse par rapport au 31 décembre 2020 principalement en raison de la croissance de l'EBIT, de moindres pertes de valeur et de moindres autres éléments non récurrents, partiellement compensés par de moindres résultats de cession d'actifs.

Le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 1 028 millions d'euros (contre 3 502 millions d'euros au 31 décembre 2020) portant notamment sur des actifs concernés par la sortie de la production thermique à base de charbon annoncée par le Groupe en 2021 (228 millions d'euros), des actifs concernés par la revue stratégique des Solutions Clients annoncée par le Groupe en 2020, en France, en Afrique et en Asie (196 millions d'euros), et des actifs ayant fait l'objet de révisions de perspectives moyen et long terme ou ayant rencontré des difficultés opérationnelles, notamment des actifs de productions d'énergies renouvelables en Amérique latine et des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Asie (311 millions d'euros) (voir Note 10.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;

- des charges de restructuration de 204 millions d'euros (contre 257 millions d'euros au 31 décembre 2020) (voir Note 10.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- des "Effets de périmètre" pour +1 108 millions d'euros comprenant principalement le résultat relatif à la cession de 10% du capital de GTT et à la réévaluation des 30% restants (628 millions d'euros) et un complément de prix sur la cession de 29,9% de la participation d'ENGIE dans SUEZ (347 millions d'euros) (voir Note 10.3 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- des "Autres éléments non récurrents" pour un montant de –69 millions d'euros contre – 879 millions d'euros au 31 décembre 2020. En 2020, ce montant comprenait notamment pour -726 millions d'euros l'impact comptable initial de l'extension, au reste de ses positions gaz en Europe, du mode gestion en trading initié par la BU GEM en 2017 ainsi que les impacts de la révision de provisions pour démantèlement et réhabilitation de sites industriels (voir Note 10.4 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Le **résultat financier** s'élève à -1 350 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre -1 634 millions d'euros au 31 décembre 2020 (voir Note 11 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") en dépit d'un coût moyen de la dette brute en hausse. Cette amélioration résulte principalement de l'impact positif du différentiel de variation de juste valeur des OPCVM détenus par Synatom. Retraité des éléments non récurrents, le résultat financier s'élève à –1 494 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre –1 377 millions d'euros au 31 décembre 2020. Cette dégradation provient notamment de l'accroissement du coût de la dette au Brésil, de l'ordre de 12% contre 7% en 2020, porté par l'inflation – la dette au Brésil, pour 80% à taux variable par cohérence avec l'indexation inflation des revenus opérationnels sous-jacents, représente environ 10% de la dette consolidée.

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2021 s'établit à –1 695 millions d'euros (contre -666 millions d'euros au 31 décembre 2020). Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 29,3% en 2021 contre 30,5% en 2020, principalement en raison :

- de la baisse du taux d'impôt normatif en France en 2021 (28,40% contre 32,02% en 2020) et de l'évolution du mix de taux dans les différents pays – environ *-2,1 points ;*
- et de l'évolution favorable des pertes dans les pays ne reconnaissant que partiellement leurs actifs d'impôt différé notamment en Belgique, aux USA, en Italie et en Allemagne *– environ -7 points ;*

qui ne sont que partiellement compensés par *:*

- des réductions d'actifs d'impôt différé dans certains pays (Australie, Luxembourg, Pays-Bas) et l'accroissement de provisions pour positions fiscales incertaines dans d'autres *– environ +7 points*
- et par l'effet sur les positions d'impôts différés passifs de la hausse du taux d'impôt futur sur les résultats votée au Royaume-Uni – *environ +1 point*.

Le taux effectif d'impôt total est en forte hausse (36,9% contre -169,9% en 2020), essentiellement en raison de la non-fiscalisation de pertes liées à des résultats non récurrents (notamment sur certains dérivés) en Belgique, en Australie et aux États-Unis, et par l'évolution des provisions pour risques fiscaux. À noter qu'en 2020, le taux effectif d'impôt était facialement biaisé par une base de résultat très faible.

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'est élevé à 2,9 milliards d'euros contre 1,7 milliard d'euros au 31 décembre 2020. Cette hausse était principalement due à la forte croissance de l'EBIT et à la baisse du taux effectif d'impôt récurrent de 30,5% à 29,3%.

Le **résultat net récurrent part du Groupe, y compris EQUANS** s'est élevé à 3,2 milliards d'euros contre 1,7 milliard d'euros au 31 décembre 2020.

Le **résultat net part du Groupe, y compris EQUANS** est de 3,7 milliards d'euros. L'augmentation de 5,2 milliards d'euros par rapport à 2020 est principalement liée à la hausse du résultat net récurrent part du Groupe et à la baisse des pertes de valeur comptabilisées.

Les pertes de valeur comptabilisées en 2021 de 1,0 milliard d'euros sont principalement liées à des actifs au charbon au Brésil et renouvelables au Mexique.

Les plus-values de cession de 1,1 milliard d'euros sont principalement liées à la vente de la participation de 10% dans GTT (y compris la réévaluation des 30% conservés) et au complément de prix sur la participation de 29,9% dans SUEZ vendue en 2020.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à 97 millions d'euros (contre 644 millions d'euros au 31 décembre 2020). Cette variation résulte principalement des partenariats de production renouvelable aux États-Unis, qui ont enregistré des résultats latents de couverture économique de matières premières négatifs sur positions nettes vendeuses dans un contexte de forte augmentation des prix des commodités.

Le **Retour des Capitaux employés (ROCE**) s'est amélioré au cours de l'année 2021 d'environ 5,7% en 2020 à environ 9,1% en 2021, principalement grâce à l'amélioration de l'EBIT et la diminution du taux d'impôt.

6.1.1.3 Évolution de l'endettement financier net

L'**endettement financier net** s'établit à 25,4 milliards d'euros, en hausse de 2,9 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2020.

- des dépenses d'investissement sur la période de 8,0 milliards d'euros, dont 1,3 milliard d'euros dédié au financement des provisions nucléaires en Belgique ;
- les versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,4 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,4 milliard d'euros principalement en Amérique latine et à GRTgaz) ;
- divers autres éléments, à hauteur de 1,5 milliard d'euros, principalement liés aux nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location, au remboursement des d'obligations hybrides et à des effets de change ;

ont été que partiellement compensés par :

- le *Cash Flow From Operations* de 6,3 milliards d'euros (8,5 milliards d'euros hors appels de marge) ; et
- les cessions de 2,0 milliards d'euros, principalement GRTgaz.

Les mouvements relatifs à l'endettement financier net sont les suivants :

En millions d'euros

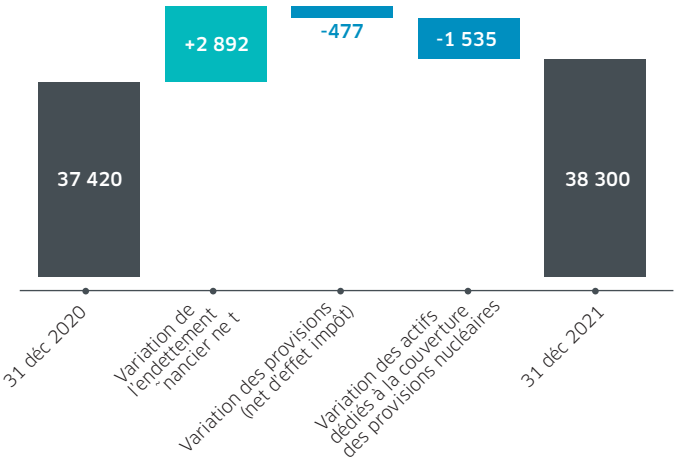


(1) CAPEX nets des produits de cession dans le cadre des activités DBSO
(2) Hors produits de cession dans le cadre des activités DBSO

La **dette nette économique** s'est élevée à 38,3 milliards d'euros, en hausse de 0,9 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2020. L'augmentation de la dette financière nette a été partiellement compensée par le financement des provisions nucléaires (1,3 milliard d'euros) et les gains actuariels sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (0,8 milliard d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette économique sont les suivants :

En millions d'euros



Le **ratio endettement financier net/EBITDA** s'élève à 2,4x, en baisse de 0,1x par rapport au 31 décembre 2020. Le coût moyen de la dette brute s'est établi à 2,63%, en hausse de 25 points de base par rapport au 31 décembre 2020.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Endettement financier net	25 350	22 458
EBITDA	10 563	8 908
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	**2,40**	**2,52**

Le **ratio dette nette économique/EBITDA** s'élève à 3,6x, en baisse de 0,4x par rapport au 31 décembre 2020 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Dette nette économique	38 300	37 420
EBITDA	10 563	8 908
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	**3,62**	**4,20**

6.1.1.3.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

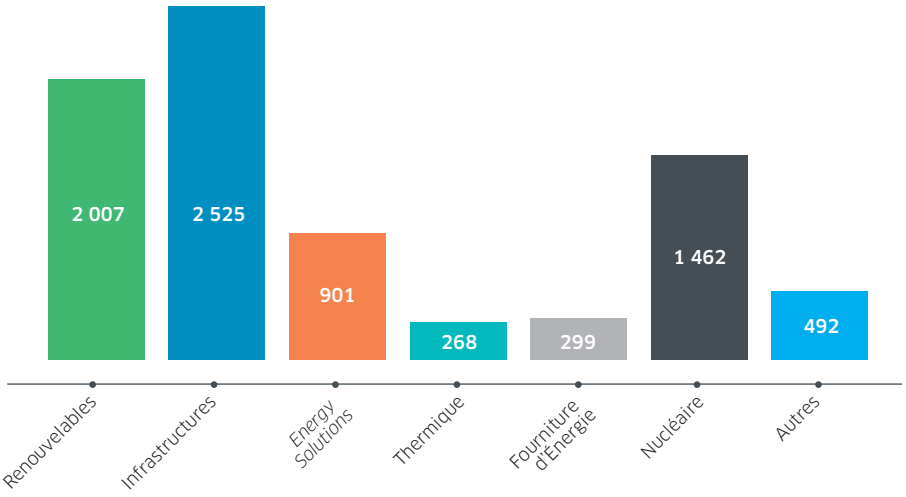
Le ***cash flow* des opérations** s'est établi à 6,3 milliards d'euros, en baisse de 0,4 milliard d'euros par rapport à 2020. Cette baisse s'explique principalement par les variations négatives du besoin en fonds de roulement (-1,4 milliard d'euros), principalement dues aux appels de marge (-2,2 milliards d'euros), qui ont plus que compensé la hausse des flux de trésorerie d'exploitation (+1,3 milliard d'euros). Les impôts et intérêts payés ont également été légèrement plus élevés.

6.1.1.3.2 Investissements nets

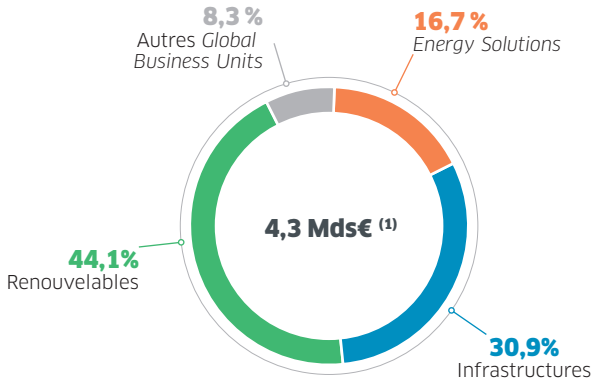
Le **total des investissements s'est élevé à 6,1 milliards d'euros**, dont 4,3 milliards d'euros dédiés aux investissements de croissance.

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) par activité

En millions d'euros



Les investissements de croissance s'élèvent à 4,3 milliards d'euros et se détaillent comme suit par activité :



Principaux projets *(en Mds €)*	
Renouvelables	**1,9**
États-Unis – Éolien & Solaire	0,8
France renouvelables	0,3
Amérique latine – Éolien & Solaire	0,3
Infrastructures	**1,3**
GRDF – Compteurs intelligents + développement des réseaux	0,6
Brésil – Lignes de transmission d'électricité	0,3
Solutions Clients	**0,7**
US Georgetown University	0,2
ENGIE Solutions – divers projets	0,2

(1) Net des cessions dans le cadre des activités DBSO, hors Corporate, et Synatom considéré comme faisant partie des investissements de maintenance

La **matrice activités/géographies** des investissements de croissance se détaille comme suit :

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	244	122	462	773	183	104	1 887
Infrastructures	812	68	440	-	-	-	1 320
Energy Solutions	209	122	15	298	24	45	712
Production Thermique	-	8	26	-	(57)	7	(17)
Fourniture d'Énergie	74	46	-	-	11	24	155
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	1	-	1	217	218
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**1 338**	**366**	**943**	**1 071**	**161**	**396**	**4 274**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	152	63	635	122	(453)	1 010	1 529
Infrastructures	822	40	659	-	1	57	1 579
Energy Solutions	208	38	4	247	22	72	591
Production Thermique	-	13	122	-	(111)	3	28
Fourniture d'Énergie	60	49	-	-	8	27	144
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	3	9	1	(10)	2
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**1 241**	**204**	**1 423**	**378**	**(532)**	**1 159**	**3 873**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Les **investissements nets** de la période s'élèvent à 6,1 milliards d'euros et comprennent :

- des investissements de croissance pour 4,3 milliards d'euros (voir ci-dessus) ;
- des investissements de maintenance bruts pour 2,4 milliards d'euros ;
- de l'augmentation nette de 1,3 milliard d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location enregistrés sur la période (0,4 milliard d'euros) ;
- des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités pour 0,3 milliard d'euros ; et
- des cessions représentant un montant de 2,0 milliards d'euros.

6.1.1.3.3 Dividendes et mouvements sur capitaux

Les dividendes et mouvements sur capitaux s'élèvent à 1,9 milliard d'euros et comprennent le versement en mai du dividende d'ENGIE au titre de l'exercice 2020 pour 1,4 milliard d'euros, les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 0,4 milliard d'euros, et le paiement des coupons de la dette hybride pour 0,1 milliard d'euros.

6.1.1.3.4 Endettement financier net au 31 décembre 2021

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 83% en euros, 11% en dollars américains et 10% en real brésiliens au 31 décembre 2021.

L'endettement financier net est libellé à 91% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 11,8 ans.

Au 31 décembre 2021, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,0 milliards d'euros.

6.1.1.3.5 Rating

Le 17 janvier 2022, Moody's a confirmé sa note Baa1/P-2 les engagements financiers non garantis de premier rang, avec une perspective stable.

Le 15 octobre 2021, Fitch a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à A- qu'il avait abaissé le 24 mars 2021 et a confirmé sa notation court terme F1, avec une perspective stable.

Le 7 juin 2021, S&P a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à BBB+ et sa notation court terme à A-2, avec une perspective stable.

6.1.1.4 Autres postes de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation nette
Actifs non courants	**117 418**	**93 095**	**24 323**
Dont goodwill	*12 799*	*15 943*	*(3 144)*
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	*57 863*	*57 085*	*778*
Dont instruments financiers dérivés	*25 616*	*2 996*	*22 620*
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	*8 498*	*6 760*	*1 738*
Actifs courants	**107 915**	**60 087**	**47 828**
Dont créances commerciales et autres débiteurs	*32 556*	*14 295*	*18 260*
Dont instruments financiers dérivés	*19 373*	*8 069*	*11 304*
Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	*11 881*	*1 292*	*10 589*
Capitaux propres	**41 980**	**33 856**	**8 124**
Provisions	25 459	27 073	(1 613)
Dettes financières	41 048	37 939	3 109
Instruments financiers dérivés	46 931	13 125	33 806
Autres passifs	69 916	41 191	28 725
Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	*7 415*	*488*	*6 927*

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 57,9 milliards d'euros, en hausse de 0,8 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2020. Cette variation résulte pour l'essentiel des acquisitions et développements de la période (+7,2 milliards d'euros), des écarts de conversion (+1 milliard d'euros principalement lié à l'appréciation du dollar américain et de la livre sterling), partiellement compensés par des amortissements (-4,6 milliards d'euros), par le classement des activités d'EQUANS en "Activités non poursuivies" (-1,5 milliard d'euros) et par des pertes de valeurs (-1,0 milliard d'euros).

Les ***goodwill*** s'établissent à 12,8 milliards d'euros en baisse de 3,1 milliards d'euros essentiellement due au classement en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" des activités d'EQUANS.

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** augmentent de 1,7 milliard d'euros notamment dû à la cession de 10% dans GTT et sa comptabilisation désormais en mise en équivalence.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 42 milliards d'euros, en hausse de 8,1 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2020. Cette hausse provient essentiellement des autres éléments du résultat global (5,7 milliards d'euros dont +4 milliards d'euros au titre des couvertures de flux de trésorerie sur matières premières, +1,7 milliard d'euros de pertes et gains actuariels et 0,9 milliard d'euros d'écarts de conversion) et du résultat net de la période (+3,8 milliards d'euros), partiellement compensés par les dividendes distribués (-1,7 milliard d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 25,5 milliards d'euros, en baisse de 1,6 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2020. Cette baisse provient principalement des gains actuariels sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme (-2,0 milliards d'euros) en raison de la forte hausse des taux d'actualisation sur la période (voir Note 20 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

La variation à la hausse des **instruments financiers dérivés** et des **créances commerciales et autres débiteurs** par rapport au 31 décembre 2020 s'explique principalement par la variation des prix des matières premières sur la période.

Les actifs et passifs classés sur les lignes "**Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente**" et "**Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente**" se composent principalement au 31 décembre 2021 des activités d'EQUANS.

6.1.1.5 Comptes sociaux

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux d'ENGIE SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2021, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 36 224 millions d'euros, en croissance par rapport à 2020 (19 272 millions d'euros), aussi bien sur le marché du gaz que celui de l'électricité.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à -846 millions d'euros au 31 décembre 2021, en amélioration de 794 millions d'euros par rapport à l'exercice 2020 où il était de -1 640 millions d'euros. La marge énergie se dégrade de 1 009 millions d'euros.

Le résultat financier est de 381 millions d'euros, en baisse de 1 058 millions d'euros par rapport à 2020 en raison principalement d'une baisse des dividendes reçus.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel, positif de +1 771 millions d'euros, principalement constitué des variations de valeurs des titres de participation (dont Electrabel) et de plus-value de cession de titres (dont GRTgaz).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 474 millions d'euros, contre un produit d'impôt de 532 millions d'euros à la clôture précédente, incluant un produit d'intégration fiscale de 408 millions d'euros.

Le résultat net ressort à +1 780 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 31 211 millions d'euros contre 30 702 millions d'euros à fin 2020, soit une augmentation de 509 millions d'euros liée au résultat de l'exercice 2021 (1 780 millions d'euros), et au paiement du dividende 2020 pour un montant de -1 305 millions d'euros.

Au 31 décembre 2021, les dettes financières ressortent à 39 361 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 11 232 millions d'euros (dont 7 533 millions d'euros de comptes courants des filiales).

Informations relatives aux délais de paiement

En application de l'article D. 441-4 du Code de Commerce, les sociétés dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs et de leurs clients, afin de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement.

Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs et des clients mentionnés à l'article D.441-4 du Code de commerce

	Article D. 441 I.- 1° : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.- 2° : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
En millions d'euros	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	-					40 767						5 928 591
Montant total des factures concernées TTC	-	12,9	369,6	1,1	141,4	524,9		1 921,5	50,9	34,1	5 587,3	2 593,8
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,03%	0,83%	0,00%	0,32%	1,19%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice								4,50%	0,12%	0,08%	1,37%	6,07%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						177						503
Montant total des factures exclues						(2,8)						0,9
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal – article L. 441-6 ou article L. 443-1 du code de commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement						Délais légaux : 30 jours						Délais contractuels : 14 jours Délais légaux : 30 jours

6.1.2 Trésorerie et capitaux

6.1.2.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur

6.1.2.1.1 Structure de l'endettement

L'endettement brut, hors découverts bancaires, coût amorti et dérivés, à fin 2021 s'élève à 37,9 milliards d'euros. Celui-ci est en hausse par rapport à fin 2020. Il se compose principalement de financements obligataires pour 26,2 milliards d'euros et d'emprunts bancaires pour un montant de 5,8 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 0,9 milliard d'euros. Les emprunts à court terme (titres négociables à court terme) représentent 13% de la dette brute totale à fin 2021.

82% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et titres négociables à court terme). Hors coût amorti, effet des instruments financiers dérivés et cash collatéral, la dette nette atteint 23,9 milliards d'euros à fin 2021. Hors coût amorti et après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 83% en euros, 11% en dollars américains et 10% en real brésiliens à fin 2021.

Après impact des dérivés, 91% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 2,63%. La durée moyenne de la dette nette est de 11,8 ans à fin 2021.

La Section 6.4 Comptes sociaux Note 11 décrit les principaux contrats portés par ENGIE SA.

6.1.2.1.2 Principales opérations de l'année 2021

La Note 17.3.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" décrit les principales opérations de l'année 2021 impactant l'endettement financier net.

En décembre 2021, le Groupe a conclu une ligne de crédit syndiquée de 4 milliards d'euros pour une durée initiale de 5 ans, avec deux options d'extension d'un an chacune. Cette ligne vient remplacer la ligne syndiquée de 5,5 milliards d'euros, échéant en novembre 2022, qui a été annulée à la conclusion de la nouvelle ligne.

6.1.2.1.3 Notations

ENGIE a des notations sollicitées par Standard & Poor's, Moody's et Fitch.

En juin 2021, S&P a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à BBB+/A-2, avec perspective stable.

En janvier 2022, Moody's a confirmé la notation des émissions senior d'ENGIE SA à -Baa1/P-2, avec perspective stable.

En avril 2021, Fitch a abaissé la notation émetteur à long terme d'ENGIE SA de A à A- et maintenu la notation émetteur à court terme à F1, avec perspective stable. En octobre 2021, Fitch a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à A-/F1, avec perspective stable.

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2021, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,0 milliards d'euros. Ces lignes peuvent servir, entre autres, de lignes de *back-up* des programmes de titres négociables à court terme. Plus de 90% de ces lignes sont gérées de façon centralisée et leur disponibilité n'est sujette à aucun covenant financier et n'est pas liée à une notation de risque crédit. Les contreparties de ces lignes sont bien diversifiées puisqu'aucune ne détient plus de 5% du total de ces lignes centralisées. À fin 2021, aucune ligne centralisée n'est utilisée.

Le Groupe met par ailleurs en place des financements dans certaines filiales dont la documentation comprend des ratios liés à leurs états financiers. Ces financements sont sans recours sur ENGIE SA ou le GIE ENGIE Alliance. La définition ainsi que le niveau de ces ratios, également connus comme covenants financiers, sont déterminés en accord avec les prêteurs. Une révision de ces éléments peut intervenir durant la vie du prêt.

Les ratios les plus fréquents sont :

- *Debt Service Cover Ratio = Free Cash Flow* (Principal + charge d'intérêt) ou au service des intérêts (*Interest Cover Ratio* = EBITDA/charge d'intérêt) ;
- *Loan Life Cover Ratio* (actualisation au coût moyen de la dette des *Free Cash Flows* futurs divisée par le montant emprunté restant dû) ;
- Dette/*Equity* ratio ou maintien d'un montant minimal d'investissements en fonds propres *(Equity)*.

Au 31 décembre 2021 toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière. Quelques entités non significatives font toutefois exceptions, pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mises en œuvre.

6.1.2.3 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements

Le Groupe estime que les besoins de fonds seront couverts par la trésorerie disponible et l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes. Il pourrait néanmoins recourir au marché des capitaux de manière opportuniste.

Le cas échéant, des financements spécifiques pourraient être mis en place pour des projets bien précis.

Le Groupe a un total de 4,3 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2022. Ce total n'intègre pas les titres négociables à court terme de 5 milliards d'euros arrivant à maturité. Le Groupe a par ailleurs une trésorerie de 14 milliards d'euros au 31 décembre 2021 (nette des découverts bancaires). Il a également un montant de 12 milliards d'euros de lignes disponibles dont 1 milliard d'euros à échéance 2022. Ce montant de lignes disponibles est non netté du montant des titres négociables à court terme.

6.2 Comptes consolidés

6.2.1 États financiers consolidés

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
CHIFFRE D'AFFAIRES	**7.2 & 8**	**57 866**	**44 306**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	9.1	(38 861)	(28 088)
Charges de personnel	9.2	(7 692)	(7 503)
Amortissements, dépréciations et provisions	9.3	(4 840)	(4 477)
Impôts et taxes		(1 479)	(1 207)
Autres produits opérationnels		1 122	971
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel		**6 116**	**4 001**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	7.2	800	553
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		**6 916**	**4 554**
Pertes de valeur	10.1	(1 028)	(3 502)
Restructurations	10.2	(204)	(257)
Effets de périmètre	10.3	1 107	1 641
Autres éléments non récurrents	10.4	(69)	(879)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**10**	**6 722**	**1 558**
Charges financières		(2 061)	(2 168)
Produits financiers		711	533
RÉSULTAT FINANCIER	**11**	**(1 350)**	**(1 634)**
Impôt sur les bénéfices	12	(1 695)	(666)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**3 678**	**(742)**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**80**	**(151)**
RÉSULTAT NET		**3 758**	**(893)**
Résultat net part du Groupe		3 661	(1 536)
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe		3 582	(1 384)
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe		79	(153)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		97	644
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		96	642
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		1	2
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	**13**	**1,46**	**(0,71)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action		1,43	(0,65)
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action		0,03	(0,06)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	**13**	**1,46**	**(0,71)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué		1,42	(0,65)
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué		0,03	(0,07)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 "Retraitement de l'information comparative").

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimés en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État du résultat global

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
RÉSULTAT NET		**3 758**	**(893)**
Instruments de dette	17.1	(21)	(46)
Couverture d'investissement net	18	(215)	128
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	18	511	(250)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	18	3 980	872
Impôts différés sur éléments ci-dessus		(1 333)	(136)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		270	(387)
Écarts de conversion		909	(1 938)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		114	(159)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		**4 215**	**(1 916)**
Instruments de capitaux propres	17.1	159	45
Pertes et gains actuariels		1 742	(1 587)
Impôts différés sur éléments ci-dessus		(451)	378
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		-	75
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		48	16
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		**1 499**	**(1 073)**
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES ET NON RECYCLABLES		**5 713**	**(2 990)**
RÉSULTAT GLOBAL		**9 471**	**(3 882)**
Dont quote-part du Groupe		9 415	(4 046)
Dont quote-part des entreprises ne donnant pas le contrôle		56	163

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 "Retraitement de l'information comparative")

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

État de la situation financière

Actif

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs non courants			
Goodwill	14	12 799	15 943
Immobilisations incorporelles nettes	15	6 784	7 196
Immobilisations corporelles nettes	16	51 079	49 889
Autres actifs financiers	17	10 949	9 009
Instruments financiers dérivés	17	25 616	2 996
Actifs de contrats	8	34	26
Participations dans les entreprises mises en équivalence	4	8 498	6 760
Autres actifs non courants	25	478	396
Actifs d'impôt différés	12	1 181	880
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		**117 418**	**93 095**
Actifs courants			
Autres actifs financiers	17	2 495	2 583
Instruments financiers dérivés	17	19 373	8 069
Créances commerciales et autres débiteurs	8	32 555	14 295
Actifs de contrats	8	8 344	7 738
Stocks	25	6 175	4 140
Autres actifs courants	25	13 202	8 990
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	13 890	12 980
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	5.2	11 881	1 292
TOTAL ACTIFS COURANTS		**107 915**	**60 087**
TOTAL ACTIF		**225 333**	**153 182**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

Passif

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Capitaux propres part du Groupe		36 994	28 945
Participations ne donnant pas le contrôle	3	4 986	4 911
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**19**	**41 980**	**33 856**
Passifs non courants			
Provisions	20	23 394	24 876
Emprunts à long terme	17	30 458	30 092
Instruments financiers dérivés	17	24 228	3 789
Autres passifs financiers	17	108	77
Passifs de contrats	8	68	39
Autres passifs non courants	25	2 341	2 004
Passifs d'impôt différés	12	7 738	4 416
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		**88 335**	**65 293**
Passifs courants			
Provisions	20	2 066	2 197
Emprunts à court terme	17	10 590	7 846
Instruments financiers dérivés	17	22 702	9 336
Fournisseurs et autres créanciers	17	32 822	17 307
Passifs de contrats	8	2 671	4 315
Autres passifs courants	25	16 752	12 545
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	5.2	7 415	488
TOTAL PASSIFS COURANTS		**95 019**	**54 034**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**225 333**	**153 182**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

État des variations des capitaux propres

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2019	**2 435**	**31 470**	**(1 369)**	**3 913**	**(1 961)**	**(1 098)**	**(303)**	**33 087**	**4 950**	**38 037**
Résultat net			(1 536)					(1 536)	644	(893)
Autres éléments du résultat global			(999)		242	(1 752)		(2 509)	(480)	(2 990)
RÉSULTAT GLOBAL			**(2 535)**	**-**	**242**	**(1 752)**	**-**	**(4 046)**	**163**	**(3 882)**
Rémunération sur base d'actions	-	-	52					52	2	54
Dividendes distribués en numéraire [1]		-	-					-	(425)	(425)
Achat/vente d'actions propres			(52)				52	-	-	-
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [2]			(193)	-				(193)		(193)
Transactions entre actionnaires			25					25	35	59
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle			-					-	7	7
Augmentations et réductions de capital								-	178	178
Autres variations		(178)	199	-	-			21	1	21
CAPITAUX PROPRES AU 31 DECEMBRE 2020	**2 435**	**31 291**	**(3 874)**	**3 913**	**(1 719)**	**(2 850)**	**(251)**	**28 945**	**4 911**	**33 856**

(1) L'Assemblée Générale du 14 mai 2020 a approuvé la résolution relative à l'annulation de la distribution du dividende au titre de l'exercice 2019 proposée par le Groupe dans le contexte de la crise de la Covid-19 (cf. Note 17.3 "Risque de liquidité" des états financiers consolidés au 31 décembre 2020)

(2) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 18 "Eléments sur capitaux propres" des états financiers consolidés au 31 décembre 2020

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRESAU 31 DÉCEMBRE 2020	**2 435**	**31 291**	**(3 874)**	**3 913**	**(1 719)**	**(2 850)**	**(251)**	**28 945**	**4 911**	**33 856**
Résultat net			3 661	-	-	-		3 661	97	3 758
Autres éléments du résultat global			1 490	-	3 431	833		5 753	(40)	5 713
RÉSULTAT GLOBAL			**5 151**	**-**	**3 431**	**833**		**9 415**	**56**	**9 471**
Rémunération sur base d'actions			48					48	1	49
Dividendes distribués en numéraire [1]		(1 296)	-					(1 296)	(410)	(1 706)
Achat/vente d'actions propres			(52)	-	-	-	52	-	-	-
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [1]			(129)	(146)				(275)		(275)
Transactions entre actionnaires [1] [2]			324					324	740	1 064
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle [1] [3]								-	(312)	(312)
Augmentations et réductions de capital								-	(1)	(1)
Changements normatifs			43					43	1	44
Autres variations [1] [4]		(3 937)	3 726					(211)	1	(209)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DECEMBRE 2021	**2 435**	**26 058**	**5 238**	**3 767**	**1 711**	**(2 017)**	**(199)**	**36 994**	**4 986**	**41 980**

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 19 "Eléments sur capitaux propres"
(2) Concerne principalement la cession de 11,5% de GRTgaz
(3) Concerne principalement la cession partielle de Gaztransport et Technigaz SA (GTT)
(4) L'impact net concerne principalement le litige avec l'Administration fiscale française sur la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ. Ce litige est présenté dans la Note 26.7.1 "Contentieux et enquêtes"

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

État de flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 [1]
RÉSULTAT NET		**3 758**	**(893)**
- Résultat net des activités non poursuivies		80	(151)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**3 678**	**(742)**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(800)	(553)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		662	739
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		5 484	8 432
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(1 039)	(1 580)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(721)	(198)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(501)	109
- Charge d'impôt	12	1 695	666
- Résultat financier	11	1 350	1 634
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**9 806**	**8 506**
+ Impôt décaissé		(603)	(494)
Variation du besoin en fonds de roulement	**25.1**	**(2 377)**	**(902)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**6 826**	**7 110**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**486**	**479**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**7 312**	**7 589**
Investissements corporels et incorporels	15 & 16	(5 990)	(4 964)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	5 & 17	(392)	(405)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5 & 17	(369)	(1 067)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	17	(1 548)	(1 618)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	15 & 16	88	131
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	5 & 17	(173)	462
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5 & 17	62	3 841
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	17	73	18
Intérêts reçus d'actifs financiers		32	33
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		57	56
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	6.6	121	(359)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(8 039)**	**(3 872)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**(3 003)**	**(175)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**(11 042)**	**(4 046)**
Dividendes payés [2]		(1 859)	(621)
Remboursement de dettes financières		(5 054)	(6 031)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		464	(608)
Intérêts financiers versés		(719)	(648)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		52	52
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(219)	25
Augmentation des dettes financières		8 352	7 337
Augmentation/diminution de capital		226	181
Achat/vente de titres d'autocontrôle		-	-
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	6.6	1 085	23
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**2 328**	**(290)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**2 519**	**(272)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**4 848**	**(561)**
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies [2]		223	(518)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		10	(11)
Effet des variations de change et divers		233	(528)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**1 350**	**2 453**
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		(440)	9
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		**12 980**	**10 519**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		**13 890**	**12 980**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 "Retraitement de l'information comparative")

(2) La ligne "Dividendes payés" comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée (cf. Note 19 "Eléments sur capitaux propres")

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

6.2.2 Notes aux comptes consolidés

NOTE 1 Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés 230
NOTE 2 Retraitement de l'information comparative 233
NOTE 3 Principales filiales au 31 décembre 2021 236
NOTE 4 Participations dans les entreprises mises en équivalence 242
NOTE 5 Principales variations de périmètre 250
NOTE 6 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière 255
NOTE 7 Information sectorielle 260
NOTE 8 Ventes 266
NOTE 9 Charges opérationnelles 269
NOTE 10 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles 270
NOTE 11 Résultat financier 272
NOTE 12 Impôts 273
NOTE 13 Résultat par action 277
NOTE 14 *Goodwill* 278
NOTE 15 Immobilisations incorporelles 283
NOTE 16 Immobilisations corporelles 286
NOTE 17 Instruments financiers 289
NOTE 18 Risques liés aux instruments financiers 302
NOTE 19 Éléments sur les capitaux propres 317
NOTE 20 Provisions 320
NOTE 21 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme 326
NOTE 22 Paiements fondés sur des actions 332
NOTE 23 Transactions avec des parties liées 333
NOTE 24 Rémunération des dirigeants 333
NOTE 25 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs 334
NOTE 26 Contentieux et enquêtes 336
NOTE 27 Événements postérieurs à la clôture 340
NOTE 28 Honoraires des commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux 340
NOTE 29 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises 340

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code du commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans.

Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie (France).

Les titres ENGIE sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

En date du 14 février 2022, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2021.

NOTE 1 Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement délégué (UE) n° 2019/980 de la Commission européenne du 14 mars 2019, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats d'ENGIE sont fournies pour les deux derniers exercices 2020 et 2021 et sont établies conformément au règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2021, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne [1].

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2021 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2020 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2021

- Amendements IFRS 9 – *Instruments Financiers* ; IAS 39 – *Instruments Financiers : comptabilisation et évaluation* ; IFRS 7 – *Instruments Financiers – Informations à fournir* ; IFRS 4 – *Contrats d'assurance* et IFRS 16 – *Contrats de location* : réforme des taux d'intérêt de référence (phase 2).

  Le Groupe a opté pour l'application anticipée de ces amendements comme indiqué dans la Note 17.1.5.2 des états financiers consolidés au 31 décembre 2020.
- Amendements IFRS 16 – *Contrats de location* : allègements de loyers liés à la crise du Covid-19 au-delà du 30 juin 2021.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Autres textes

- Dans sa décision d'avril 2021, l'IFRS Interprétations Committee (IFRIC) a clarifié à quelle période de service une entité doit allouer certains avantages du personnel dans le cadre de régimes à prestations définies (IAS 19 – *Avantages du personnel*). Les impacts de cette décision sont peu significatifs pour le Groupe et ont été comptabilisés en capitaux propres d'ouverture 2021.
- Dans sa décision de mars 2021, l'IFRS Interprétations Committee (IFRIC) a clarifié le traitement comptable des coûts de configuration et de personnalisation d'un logiciel utilisé en mode SaaS ("*Software as a Service*"). Selon l'IFRIC, certains de ces coûts doivent être constatés en charge (et non en immobilisations incorporelles). Le Groupe a recensé les principaux projets liés à la mise en œuvre de logiciels utilisés en mode SaaS pour lesquels des coûts ont été constatés en immobilisations incorporelles. Compte tenu de la difficulté pratique des analyses à mener pour identifier, sur ces projets, les coûts de configuration et de personnalisation compris dans les montants constatés en immobilisations incorporelles, cette décision n'a pas été appliquée dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2021. À ce stade de l'analyse, l'impact de cette décision est estimé comme non significatif sur les comptes consolidés du Groupe.

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2022 et anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 16 – *Immobilisations corporelles* : produits générés avant l'utilisation prévue.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.4 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2022 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 1 – Présentation des états financiers : classification des passifs en courant et non courant [2].
- Amendements IAS 37 – Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels : contrats déficitaires et coûts d'exécution des contrats.
- Amélioration annuelle des IFRS – Cycle 2018 – 2020.
- IFRS 17 – Contrats d'assurance (incluant amendements).
- Amendements IAS 1 – Présentation des états financiers et guide d'application pratique de la matérialité : informations à fournir sur les méthodes comptables [1].
- Amendements IAS 8 – Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs : définition des estimations comptables [1].
- Amendements IAS 12 – *Impôts sur le résultat* : impôt différé rattaché à des actifs et passifs issus d'une même transaction [1].

Les analyses des incidences de l'application de ces normes, amendements et améliorations sont en cours.

(1) Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne : http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:02002R1606-20080410
(2) Ces normes et amendements n'ayant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre

1.2 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés

1.2.1 Convention du coût historique

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros et préparés selon la convention du coût historique, à l'exception des instruments financiers qui sont comptabilisés conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IFRS 9.

1.2.2 Options retenues

1.2.2.1 Rappel des options de transition IFRS 1

Le Groupe, à l'occasion de la transition aux IFRS en 2005, a utilisé certaines options permises par IFRS 1. Les options qui ont encore un impact sur les états financiers concernent :

- les écarts de conversion : le Groupe a choisi de reclasser au sein des capitaux propres en réserves consolidées les écarts de conversion cumulés au 1er janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1er janvier 2004.

1.2.2.2 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1er janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

Depuis le 1er janvier 2010, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise. Ces participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

1.2.2.3 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte à partir du résultat net.

Les "Intérêts reçus d'actifs financiers non courants" sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les "Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie" sont classés dans les flux issus des activités de financement, car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

Les pertes de valeur sur actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de perte de valeur.

Les flux liés au paiement de l'impôt sur les sociétés sont isolés.

1.2.3 Opérations en monnaies étrangères

1.2.3.1 Conversion des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction.

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

1.2.3.2 Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro (monnaie de présentation)

L'état de la situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens de la période. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en "écarts de conversion" au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

1.3.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la forte volatilité des marchés des matières premières, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers et l'appréciation du risque de contrepartie et de liquidité. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont également été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz et d'électricité, en hausse sensible sur le second semestre 2021.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills* (voir Note 14 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), des immobilisations incorporelles (voir Note 15 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") et des immobilisations corporelles (voir Note 16 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs financiers (voir Notes 17 et 18 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'appréciation des pertes de crédit attendues, notamment pour la mise à jour des probabilités de défaut et des autres paramètres dans un contexte d'incertitude (voir Note 18 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (voir Notes 20 et 21 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (voir Note 5 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit "en compteur" dont les modèles ont été impactés par les changements de comportement de consommation de certains clients, dans un contexte de forte variation des prix des matières premières (voir Note 8 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte le cas échéant, des révisions et des projections de résultat taxable (voir Note 12 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas, de manière précise, des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour :

- l'évaluation de la nature du contrôle (voir Notes 3 et 4 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (voir Note 8 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- la comptabilisation dans le chiffre d'affaires, des coûts d'acheminement facturés aux clients (voir Note 8 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- la comptabilisation des mesures de soutien octroyées par certains gouvernements, en France notamment ("bouclier tarifaire"), dont l'objectif est de protéger tant le consommateur que le fournisseur de gaz ou d'électricité contre les fortes variations des prix des matières premières (voir Note 8 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- la détermination des "activités normales", au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) (voir Note 17 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'identification des accords de compensation répondant aux critères énoncés par la norme IAS 32 Instruments financiers : présentation (voir Note 17 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'identification d'accords au sein desquels il existe des contrats de location (voir Note 16 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- la détermination des secteurs opérationnels et reportables dans le contexte de la réorganisation du Groupe (voir Note 7 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

La liste des entités pour lesquelles le groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figure dans la Note 3 "Principales filiales au 31 décembre 2021" et dans la Note 4 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

1.3.3 Prise en compte des enjeux climatiques dans l'établissement des états financiers du Groupe

Le Groupe a également exercé son jugement pour l'appréciation des risques et des enjeux climatiques et leurs impacts sur les états financiers consolidés du Groupe. Pour rappel, la gestion des risques climatiques et environnementaux ainsi que leurs enjeux pour le Groupe sont présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle" et le Chapitre 3 "Déclaration de performance extra-financière et informations RSE" du Document d'enregistrement universel.

- Les engagements pris par la France, l'Europe et les différents États au plan international, en particulier en matière de neutralité carbone à long terme, sont pris en compte (i) dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe notamment au travers des scénarios de prix de long terme utilisés dans les tests de dépréciation (voir Note 14 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), ainsi que (ii) dans l'évaluation des provisions pour démantèlement, notamment en appréciant la durée d'utilisation des infrastructures gazières en France en fonction de l'évolution attendue du mix énergétique (voir Note 20 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").
- Les engagements pris spécifiquement par ENGIE sont également reflétés dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe (voir Note 14 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), en particulier (i) la sortie complète des activités charbon d'ici 2027, qui concerne au premier plan l'Amérique du Sud, en fonction des perspectives propres à chaque actif (fermeture, conversion ou cession) et (ii) la réduction progressive de l'intensité carbone des activités de production d'électricité du Groupe vers un *net zero* d'ici 2045 et plus largement l'orientation stratégique des investissements en faveur de la transition énergétique via l'accroissement de son parc d'énergies renouvelables, la substitution du gaz naturel par du gaz renouvelable et le développement d'offres de services décarbonées.

NOTE 2 Retraitement de l'information comparative

Les états financiers précédemment publiés et présentés ci-après ont été retraités afin de présenter dans les comptes au 31 décembre 2020 (pour le compte de résultat, les états du résultat global et de flux de trésorerie) les activités d'EQUANS (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") en tant qu'activités non poursuivies dans la mesure où elles représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue *de la vente et activités abandonnées*.

2.1 Compte de résultat au 31 décembre 2020

En millions d'euros	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
Chiffre d'affaires	**55 751**	**(11 445)**	**44 306**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(34 967)	6 879	(28 088)
Charges de personnel	(11 759)	4 256	(7 503)
Amortissements, dépréciations et provisions	(4 778)	301	(4 477)
Impôts et taxes	(1 265)	58	(1 207)
Autres produits opérationnels	1 105	(134)	971
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	**4 087**	**(86)**	**4 001**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	552	-	553
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**4 640**	**(86)**	**4 554**
Pertes de valeur	(3 551)	49	(3 502)
Restructurations	(343)	86	(257)
Effets de périmètre	1 640	1	1 641
Autres éléments non récurrents	(886)	7	(879)
Résultat des activités opérationnelles	**1 501**	**56**	**1 558**
Charges financières	(2 232)	64	(2 168)
Produits financiers	553	(20)	533
Résultat financier	**(1 678)**	**45**	**(1 634)**
Impôt sur les bénéfices	(715)	50	(666)
Résultat net des activités poursuivies	**(893)**	**151**	**(742)**
Résultat net des activités non poursuivies	**-**	**(151)**	**(151)**
RÉSULTAT NET	**(893)**	**-**	**(893)**
Résultat net part du Groupe	**(1 536)**	**-**	**(1 536)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	*(1 536)*	*153*	*(1 384)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	*-*	*(153)*	*(153)*
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**644**	**-**	**644**
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*644*	*(2)*	*642*
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*-*	*2*	*2*
Résultat net part du groupe par action *(euros)*	**(0,71)**	**-**	**(0,71)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action	*(0,71)*	*0,06*	*(0,65)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action	*0,00*	*(0,06)*	*(0,06)*
Résultat net part du groupe par action dilué *(euros)*	**(0,71)**	**-**	**(0,71)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué	*(0,71)*	*0,06*	*(0,65)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué	*0,00*	*(0,07)*	*(0,07)*

2.2 État du résultat global au 31 décembre 2020

En millions d'euros	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
RÉSULTAT NET	**(893)**	**-**	**(893)**
Instruments de dette	(46)	-	(46)
Couverture d'investissement net	128	-	128
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(249)	(1)	(250)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	872	-	872
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(137)	-	(136)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	(387)	-	(387)
Écarts de conversion	(2 098)	160	(1 938)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	(159)	(159)
Total éléments recyclables	**(1 916)**	**-**	**(1 916)**
Instruments de capitaux propres	43	2	45
Pertes et gains actuariels	(1 569)	(18)	(1 587)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	377	-	378
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt	75	-	75
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	16	16
Total éléments non recyclables	**(1 073)**	**-**	**(1 073)**
Total éléments recyclables et non recyclables	**(2 990)**	**-**	**(2 990)**
RÉSULTAT GLOBAL	**(3 882)**	**-**	**(3 882)**
Dont quote-part du Groupe	*(4 046)*	-	*(4 046)*
Dont quote-part des entreprises ne donnant pas le contrôle	*163*	-	*163*

2.3 État de flux de trésorerie au 31 décembre 2020

En millions d'euros	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
RÉSULTAT NET	**(893)**	**-**	**(893)**
- Résultat net des activités non poursuivies	-	(151)	(151)
Résultat net des activités poursuivies	**(893)**	**151**	**(742)**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	(552)	-	(553)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence	740	(1)	739
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations	8 760	(329)	8 432
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(1 573)	(7)	(1 580)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(199)	1	(198)
- Autres éléments sans effet de trésorerie	111	(2)	109
- Charge d'impôt	715	(50)	666
- Résultat financier	1 678	(45)	1 634
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	**8 788**	**(282)**	**8 506**
+ Impôt décaissé	(599)	104	(494)
Variation du besoin en fonds de roulement	**(600)**	**(302)**	**(902)**
Flux issus des activités opérationnelles liées aux activités poursuivies	**7 589**	**(479)**	**7 110**
Flux issus des activités opérationnelles liées aux activités non poursuivies	**-**	**479**	**479**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**7 589**	**-**	**7 589**
Investissements corporels et incorporels	(5 115)	151	(4 964)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(417)	12	(405)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	(1 067)	-	(1 067)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	(1 622)	4	(1 618)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	154	(22)	131
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	456	5	462
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3 841	-	3 841
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	21	(2)	18
Intérêts reçus d'actifs financiers	21	12	33
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	57	(1)	56
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	(374)	15	(359)
Flux issus des activités d'investissement liées aux activités poursuivies	**(4 046)**	**175**	**(3 872)**
Flux issus des activités d'investissement liées aux activités non poursuivies	**-**	**(175)**	**(175)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	**(4 046)**	**-**	**(4 046)**
Dividendes payés [1] [2]	(622)	1	(621)
Recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués	-	-	-
Remboursement de dettes financières	(6 179)	148	(6 031)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(608)	-	(608)
Intérêts financiers versés	(665)	18	(648)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	53	-	52
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts	25	-	25
Augmentation des dettes financières	7 231	106	7 337
Augmentation/diminution de capital	181	-	181
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	23	-	23
Flux issus des activités de financement liées aux activités poursuivies	**(561)**	**272**	**(290)**
Flux issus des activités de financement liées aux activités non poursuivies	**-**	**(272)**	**(272)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	**(561)**	**-**	**(561)**
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies	(520)	2	(518)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies	-	(11)	(11)
Effet des variations de change et divers	(520)	(9)	(528)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	**2 461**	**(9)**	**2 453**
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies	-	9	9
Trésorerie et équivalents de trésorerie a l'ouverture	**10 519**	**-**	**10 519**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a la clôture	**12 980**	**-**	**12 980**

2.4 Impacts sur certains indicateurs clés

En millions d'euros	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
EBITDA	**9 276**	**(368)**	**8 908**
EBIT	**4 578**	**(85)**	**4 493**
RÉSULTAT NET RÉCURRENT	**2 355**	**-**	**2 355**
Résultat net récurrent des activités poursuivies	2 355	20	2 375
Résultat net récurrent des activités non poursuivies	-	(20)	(20)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE	**1 703**	**-**	**1 703**
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	1 703	22	1 725
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe	-	(22)	(22)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**652**	**-**	**652**
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	652	(2)	650
Résultat net récurrent des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	2	2
B **DES OPÉRATIONS (CFFO)**	**7 054**	**(439)**	**6 616**

NOTE 3 Principales filiales au 31 décembre 2021

Principes comptables

Le Groupe consolide par intégration globale les entités dont il détient le contrôle en application d'IFRS 10 – *États financiers consolidés*. Le Groupe contrôle une entité, et la consolide en tant que filiale, si les trois critères suivants sont remplis :

- l'investisseur dispose de droits effectifs lui conférant la capacité de diriger les activités pertinentes de l'entité ;
- l'investisseur a droit et est exposé aux rendements variables de l'entité en raison de ses liens avec celle-ci ;
- l'investisseur peut utiliser son pouvoir de décision pour influer sur ces rendements.

3.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2021

En application du règlement n° 2016-09 du 2 décembre 2016 de l'Autorité des Normes Comptables françaises, le Groupe met à disposition des tiers :

- la liste des entreprises comprises dans la consolidation ;
- la liste des entreprises exclues de la consolidation car leur incidence individuelle et cumulée sur les comptes consolidés est immatérielle. Elles correspondent à des sociétés jugées non significatives au regard des principaux agrégats du Groupe (chiffre d'affaires, total des capitaux propres…), des coquilles juridiques, ou à des sociétés ayant cessé toutes activités et qui sont en cours de liquidation/ fermeture ;
- la liste des principaux titres de participation non consolidés.

Cette information est accessible sur le site internet (www.engie.com, rubrique Investisseurs / Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (voir Note 17.1.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") en tant que "Instruments de capitaux propres à la juste valeur".

La liste des principales filiales consolidées selon la méthode de l'intégration globale, présentée ci-après, a quant à elle été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA, résultat net et dette nette. Les principales participations mises en équivalence (associées et coentreprises) sont présentées dans la Note 4 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

Certaines sociétés, à l'instar d'ENGIE SA, d'ENGIE Énergie Services SA, ou d'Electrabel SA, comportent des activités opérationnelles et des fonctions de siège rattachées managérialement à différents secteurs reportables.

Renouvelables

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	50,0	50,0
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
ENGIE Infinity Renewables	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
ENGIE Solar	EPC solaire	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Jupiter Projects	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0

Infrastructures

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Elengy	Terminaux méthaniers	France	60,9	61,3
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	60,9	61,3
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France, Allemagne	60,9	74,6
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0
Storengy France	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0

B

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Cofely Besix	Systèmes, installations et maintenance	UAE	100,0	100,0
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	66,5
ENGIE Deutschland GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA*	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0
Groupe Endel	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0

Production Thermique

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Electrabel SA	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Cartagena	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG	Production d'électricité	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Energie Nederland N.V.	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE SA	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Pelican Point Power Limited	Production d'électricité	Australie	72,0	72,0
UCH Power Limited	Production d'électricité	Pakistan	100,0	100,0

Fourniture d'énergie

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Electrabel SA	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
ENGIE SA	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Supply Holding UK Limited	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	72,0	72,0

Nucléaire

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Electrabel SA	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0

Autres

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Electrabel SA	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG	Holding, Energy management trading	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland Holding B.V.	Holding, Energy management trading	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland N.V.	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Energy Management	Energy management trading	France, Belgique, Italie, Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG	Holding	Suisse	100,0	100,0
ENGIE FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0
ENGIE Global Markets	Energy management trading	France, Belgique, Singapour	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	Holding – société mère	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A	Holding, Energy management trading	Italie	100,0	100,0
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité, Gaz naturel, GNL, Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
ENGIE SA*	Holding – société mère, Energy management trading, ventes d'énergie	France	100,0	100,0
Gaztransport & Technigaz (GTT) (1)	Ingénierie	France	-	40,4
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0

(1) Gaztransport & Technigaz est consolidée par mise en équivalence au 31 décembre 2021 (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

EQUANS [1]

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0
Conti Service LLC	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
Engie Regeneration	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Service Nederland N.V.	Services à l'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Services Holding UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Services Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0

(1) Actifs détenus en vue de la vente et classées en "Activités non poursuivies" au 31 décembre 2021 (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

3.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin de déterminer s'il a le contrôle sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Entités dans lesquelles le Groupe détient la majorité des droits de vote

GRTgaz (Infrastructures France) : 60,9%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient dorénavant 38,6% du capital de GRTgaz a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3e Directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la Direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe estime qu'il continue à exercer le contrôle de GRTgaz et de ses filiales (dont Elengy) suite à la cession complémentaire par ENGIE, en date du 22 décembre 2021, de 11,50% de GRTgaz à la Société d'Infrastructures Gazières. Cette analyse repose sur la capacité qu'a le Groupe de nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et de prendre les décisions sur les activités pertinentes, notamment le montant des investissements et le plan de financement.

Entités dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote

Dans les entités où le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote, le jugement est exercé notamment au regard des éléments suivants pour apprécier l'existence d'un contrôle de fait :

- dispersion de l'actionnariat : nombre de droits de vote détenus par le Groupe par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs et à leur dispersion ;
- historique des votes en Assemblée Générale : les pourcentages de droits de votes exprimés par le Groupe en Assemblée Générale au cours des dernières années ;
- gouvernance : représentation au sein de l'organe de gouvernance prenant les décisions stratégiques et opérationnelles portant sur les activités pertinentes ;
- règles de nomination des membres clés de la direction ;
- relations contractuelles et transactions significatives.

La principale entité consolidée en intégration globale dans laquelle le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote au 31 décembre 2021 est la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%).

La Compagnie Nationale du Rhône ("CNR" – France hors Infrastructures) : 49,98%

Le capital de la CNR est détenu par le Groupe à concurrence de 49,98%, et par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) à hauteur de 33,2% ; le solde, soit 16,82%, étant dispersé auprès d'environ 200 collectivités locales. Compte tenu des dispositions actuelles de la loi "Murcef" selon lesquelles la CNR doit rester majoritairement publique, le Groupe ne peut disposer de plus de 50% du capital de la CNR. Le Groupe considère toutefois qu'il exerce un contrôle de fait car il dispose de la majorité des droits de vote exprimés aux Assemblées Générales compte tenu de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert entre les actionnaires minoritaires.

3.3 Principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugé significatif, les contributions respectives aux capitaux propres, au résultat net au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020, ainsi que les dividendes versés à ces participations ne donnant pas le contrôle :

		Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
En millions d'euros **Noms**	**Activités**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	39,1	25,4	106	95	1 554	1 029	105	80
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique latine, Chili) (1)	Production et ventes d'électricité – parc thermique	40,0	40,0	17	67	781	716	31	24
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergies	49,0	49,0	34	49	592	563	15	10
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique latine, Brésil) (1)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	45	144	294	411	38	87
ENGIE Energía Perú (Amérique latine, Pérou) (1)	Production et ventes d'électricité – parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	22	29	393	368	20	20
Groupe ENGIE Jupiter (Amérique du Nord, États-Unis)	Production et ventes d'électricité	49,0	49,0	(323)	51	345	394	-	-
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) (1)(2)	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	-	59,6	-	93	-	343	-	94
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				195	115	1 027	1 087	201	109
TOTAL				**97**	**644**	**4 986**	**4 911**	**410**	**425**

(1) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia ainsi que les sociétés Gaztransport & Technigaz et ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs

(2) Gaztransport & Technigaz est consolidée par mise en équivalence au 31 décembre 2021 (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

3.3.1 Informations financières résumées sur les principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Les informations financières résumées de ces filiales sont indiquées dans le tableau ci-après sur une base à 100%. Ces informations sont des données avant éliminations intra-Groupe.

	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe ENGIE Romania	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 209	2 275	1 187	1 107	1 473	1 545
Résultat net	388	343	42	142	69	100
Résultat net part du Groupe	282	247	25	75	35	51
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	130	(91)	107	(88)	9	(10)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**412**	**157**	**132**	**(14)**	**45**	**41**
État de situation financière						
Actifs courants	1 089	826	635	498	729	520
Actifs non courants	10 098	10 167	3 150	2 677	903	843
Passifs courants	(1 272)	(1 044)	(345)	(252)	(357)	(156)
Passifs non courants	(5 946)	(6 113)	(1 498)	(1 146)	(79)	(67)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**3 969**	**3 836**	**1 941**	**1 776**	**1 196**	**1 140**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**1 554**	**1 029**	**781**	**716**	**592**	**563**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 149	1 082	186	308	102	181
Flux issus des activités d'investissement	(464)	(410)	(234)	(230)	(131)	(88)
Flux issus des activités de financement	(650)	(673)	29	(81)	39	(59)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE (1)	**35**	**(1)**	**(19)**	**(2)**	**9**	**34**

(1) Hors effet des variations de change et divers

En millions d'euros	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú		Gaztransport & Technigaz [1]		Groupe ENGIE Jupiter (Amérique du Nord, États-Unis)	
	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	2 118	2 065	445	424	-	395	213	20
Résultat net	144	550	57	76	-	156	(661)	(51)
Résultat net part du Groupe	99	405	35	47	-	63	(338)	(101)
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	10	(687)	37	(53)	-	-	21	(74)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE PART DU GROUPE	**109**	**(282)**	**72**	**(6)**	**-**	**63**	**(317)**	**(175)**
État de situation financière								
Actifs courants	1 390	1 262	360	267	-	326	302	314
Actifs non courants	4 236	4 627	1 687	1 550	-	428	2 843	2 663
Passifs courants	(900)	(859)	(302)	(149)	-	(140)	(531)	(287)
Passifs non courants	(3 912)	(3 434)	(716)	(703)	-	(39)	(1 912)	(1 358)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**813**	**1 596**	**1 029**	**965**	**-**	**575**	**703**	**1 332**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**294**	**411**	**393**	**368**	**-**	**343**	**345**	**394**
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	941	869	185	197	-	152	(20)	186
Flux issus des activités d'investissement	(629)	(758)	(92)	(17)	-	(21)	(13)	(151)
Flux issus des activités de financement	(126)	2	(14)	(171)	-	(158)	(3)	49
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [2]	**185**	**113**	**80**	**9**	**-**	**(27)**	**(36)**	**83**

(1) Gaztransport & Technigaz est consolidée par mise en équivalence au 31 décembre 2021 (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Hors effet des variations de change et divers

NOTE 4 Participations dans les entreprises mises en équivalence

Principes comptables

Le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées (entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable) et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence. Selon la norme IFRS 11 – *Partenariats*, une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de la situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 007	3 017
Participations dans les coentreprises	4 492	3 743
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**8 498**	**6 760**
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	306	184
Quote-part du résultat net des coentreprises	495	369
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**800**	**553**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les "Autres éléments du résultat global"	208	(28)
Quote-part des coentreprises dans les "Autres éléments du résultat global"	62	(284)
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**270**	**(312)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Jugements significatifs

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin d'apprécier l'existence d'un contrôle conjoint ou d'une influence notable sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité.

  Cette appréciation peut s'avérer complexe pour les entités "projet" ou "mono-actif" car certaines décisions concernant les activités pertinentes sont fixées dès la création du partenariat pour la durée du projet. En conséquence, l'analyse des droits porte sur les activités pertinentes (celles qui ont un impact significatif sur le rendement variable de l'entité) résiduelles ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

  Cette appréciation comprend également l'analyse des relations contractuelles du Groupe avec l'entité, particulièrement les conditions dans lesquelles ces contrats sont conclus, leur durée ainsi que la gestion des conflits d'intérêts éventuels lors du vote de l'organe de gouvernance de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Sociétés projets au Moyen-Orient

Le jugement significatif exercé dans le cadre de l'analyse de la méthode de consolidation de ces entités de projets porte sur les risques et avantages liés aux contrats entre ENGIE et l'entité, ainsi que sur l'appréciation des activités pertinentes restant à la main de l'entité après sa création. Le Groupe estime qu'il exerce une influence notable ou un contrôle conjoint étant donné que, pendant la durée du projet, les décisions relatives aux activités pertinentes telles que le refinancement, le renouvellement ou la modification des contrats importants (vente, achat, prestation exploitation, maintenance) sont soumis, selon le cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

ENGIE détient 60% de la centrale électrique Tihama (cogénération) située en Arabie saoudite, et son partenaire Saudi Oger en détient 40%. Le Groupe estime qu'il exerce un contrôle conjoint sur Tihama dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget, la modification des contrats importants, etc., sont prises à l'unanimité par les deux partenaires.

Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG" – Amérique latine) : détention d'une participation – directe et indirecte – à hauteur de 65,0% résultant en un intérêt net dans TAG à hauteur de 54,8%

Le Groupe exerce un contrôle conjoint sur TAG dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget et du plan à moyen terme, les investissements, l'exploitation et la maintenance, etc., sont prises à une majorité nécessitant l'accord d'ENGIE et de la Caisse de dépôt et de placement du Québec (CDPQ). Le Groupe détient des droits de vote potentiels mais ceux-ci ne sont pas encore exerçables. En conséquence, cette participation est consolidée par mise en équivalence.

Contrôle conjoint – distinction entre coentreprise et activité conjointe

La qualification d'un partenariat avec un contrôle conjoint nécessite du jugement pour apprécier s'il s'agit d'une coentreprise ou d'une activité conjointe. L'analyse des "autres faits et circonstances" fait partie des critères de la norme IFRS 11 pour apprécier la classification d'une entité avec contrôle conjoint.

L'IFRS Interpretation Committee "IFRS IC" (novembre 2014) a notamment conclu que les autres faits et circonstances devaient créer des droits directs dans les actifs et des obligations directes au titre des passifs qui soient exécutoires pour que l'entité soit qualifiée d'activité conjointe.

Compte tenu de ces conclusions et de leur application dans le cadre de nos analyses, il n'y a pas d'activité conjointe significative au sein du Groupe au 31 décembre 2021.

4.1 Participations dans les entreprises associées

4.1.1 Contribution des entreprises associées significatives et des entreprises associées individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des entreprises associées jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des entreprises associées jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, et la ligne "Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence" du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste d'entreprises associées jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe "Quote-part du résultat net des entreprises associées", "Participations dans les entreprises associées", total bilan des entreprises associées exprimé en quote-part du Groupe, entités associées portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

			Pourcentage d'intégration des participations dans les entreprises associées		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
En millions d'euros **Noms**	**Activité**	**Capacité**	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats arabes unis, Oman, Koweit) (1)	Centrales à gaz et usines de déssalement d'eau de mer				940	803	139	184	102	(60)	107	107
Gaztransport et Technigaz (GTT)	Technologies de confinement pour le transport maritime et le stockage du GNL		30,43	-	757	-	1	-	-	-	35	-
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	Centrales hydrauliques	1 688 MW	40,00	40,00	493	516	1	(6)	(23)	(11)	-	-
Energia Sustentável do Brasil (Brésil)	Centrales hydrauliques	3 750 MW	40,00	40,00	501	475	21	(17)	-	-	-	-
GASAG (Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,57	333	239	29	12	75	15	11	16
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					982	984	114	9	54	27	81	145
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					**4 007**	**3 017**	**306**	**184**	**208**	**(28)**	**234**	**268**

(1) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé "sociétés projets au Moyen-Orient". Ce regroupement comprend près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 26 977 MW (à 100%)

Ces entreprises associées se caractérisent par des modèles économiques et des types de partenariat relativement similaires : les sociétés projets sélectionnées à l'issue d'un processus d'appel d'offres développent, construisent et opèrent des centrales électriques et des usines de dessalement d'eau de mer dont la production est intégralement vendue à des sociétés étatiques dans le cadre de contrats de "Power and water purchase agreement" sur des périodes généralement comprises entre 20 et 30 ans

Les centrales correspondantes sont, selon les modalités contractuelles, comptabilisées en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière dès lors que, en application d'IFRS 16, la quasi-totalité des risques et avantages liés à l'actif a été transférée à l'acheteur de la production. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droits de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de 6 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre -131 millions d'euros en 2020) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (voir Note 6.3 "Résultat net récurrent part du Groupe" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

4.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

Les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées des principales entreprises associées du Groupe et correspondent aux montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de l'entreprise associée à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne "Total capitaux propres attribuables à ENGIE", les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intégration du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2021											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 442	576	425	1 001	3 067	19 513	4 310	14 693	3 578		940
Gaztransport et Technigaz (GTT)	169	3	-	2	330	2 299	144	(2)	2 488	30,43	757
Energia Sustentável do Brasil	496	54	-	54	110	2 941	1 800	(3)	1 253	40,00	501
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	276	2	(58)	(57)	198	2 189	226	929	1 232	40,00	493
GASAG	1 368	93	237	331	1 199	2 078	1 927	297	1 054	31,57	333
AU 31 DÉCEMBRE 2020											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 082	769	(255)	514	2 885	18 321	3 925	14 338	2 944		803
Energia Sustentável do Brasil	454	(41)	-	(41)	153	2 897	1 863	(2)	1 189	40,00	475
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	-	(14)	(26)	(41)	37	2 202	16	934	1 289	40,00	516
GASAG	1 205	40	47	87	921	1 944	1 872	234	758	31,57	239

4.1.3 Transactions entre le Groupe et les entreprises associées

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les entreprises associées sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2021.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
Sociétés projets au Moyen-Orient	-	190	-	52	190	-	-
Contassur [1]	-	-	-	228	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	95	-	-	-	-	-	-
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	-	22	7	51	120	-	-
Autres	69	31	13	32	177	13	28
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**164**	**243**	**20**	**363**	**490**	**13**	**28**

(1) Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur a contracté des contrats d'assurance principalement avec les fonds de pension qui couvrent en Belgique des avantages postérieurs à l'emploi accordés à des employés du Groupe mais également à ceux d'autres sociétés, opérant essentiellement dans les activités régulées du secteur gaz et électricité. Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'"Autres actifs" dans l'état de la situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 228 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 187 millions d'euros au 31 décembre 2020

4.2 Participations dans les coentreprises

4.2.1 Contribution des coentreprises aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des coentreprises jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des coentreprises jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, ainsi que la ligne "Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence" du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste des coentreprises jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe "Quote-part du résultat net des coentreprises", "Participations dans les coentreprises", total bilan des coentreprises exprimé en quote-part du Groupe, coentreprises portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

			Pourcentage d'intégration des participations dans les coentreprises		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
En millions d'euros **Noms**	**Activité**	**Capacité**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) (Brésil) (1)	Réseau de transport de gaz		65,00	65,00	792	803	189	177	7	(233)	222	231
National Central Cooling Company – "Tabreed" (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	787	702	45	52	-	-	14	27
EcoÉlectrica (Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	530 MW	50,00	50,00	310	329	46	35	-	-	63	70
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	Production d'électricité	2 342 MW	50,00	50,00	253	278	3	34	8	-	35	69
WSW Energie und Wasser AG (Allemagne)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	240	206	41	6	-	-	7	7
Iowa University partnership (Canada)	Services à l'énergie		33,10	33,10	208	190	3	2	1	(1)	2	-
Georgetown University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00		184	-	2	-	-	-	-	-
Tihama Power Generation Co (Arabie saoudite)	Production d'électricité	1 546 MW	60,00	60,00	91	93	13	19	4	(4)	27	21
Ohio State Energy Partners (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	78	76	3	6	6	(24)	9	12
Megal GmbH (Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	67	71	5	2	-	-	9	10
Transmisora Eléctrica del Norte (Chili) (2)	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	96	67	(1)	5	25	(13)	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					1 385	929	145	32	12	(9)	40	15
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					**4 492**	**3 743**	**495**	**369**	**62**	**(284)**	**428**	**461**

(1) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) est de 54,83%
(2) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transmisora Eléctrica del Norte est de 30%

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de 44 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre -6 millions d'euros en 2020). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (voir Note 6.3 "Résultat net récurrent part du Groupe" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

4.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de la coentreprise à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition pour ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne "Total capitaux propres attribuables à ENGIE" de l'état de la situation financière, les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

Informations sur le compte de résultat et les autres éléments du résultat global

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortissements des immobilisations	Résultat financier	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2021							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	1 109	(248)	(254)	(150)	290	11	301
National Central Cooling Company "Tabreed"	170	(40)	(35)	-	113	-	113
EcoÉlectrica	174	(38)	-	(5)	104	-	104
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	369	(54)	(27)	(19)	3	26	29
WSW Energie und Wasser AG	781	(14)	(1)	(62)	126	-	126
Iowa University partnership	65	-	(19)		9	3	12
Georgetown University partnership	19	-	(9)	-	5	-	5
Tihama Power Generation Co	107	(5)	(11)	(6)	22	6	28
Ohio State Energy Partners	193	(1)	(48)	-	6	12	18
Megal GmbH	122	(64)	(3)	1	10	-	10
Transmisora Eléctrica del Norte	41	-	(22)	-	(1)	49	48
AU 31 DÉCEMBRE 2020							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	1 018	(260)	(245)	(99)	272	(346)	(74)
National Central Cooling Company "Tabreed"	417	(46)	(38)	-	130	-	130
EcoÉlectrica	274	(42)	-	(2)	70	-	70
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	307	(65)	(25)	(30)	79	(1)	78
WSW Energie und Wasser AG	703	(13)	(2)	(14)	18	1	19
Iowa University partnership	24		(17)		5	(3)	3
Tihama Power Generation Co	113	(5)	(16)	(6)	31	(6)	25
Ohio State Energy Partners	165	-	(43)	-	12	(49)	(37)
Megal GmbH	123	(69)	(4)	2	3	-	3
Transmisora Eléctrica del Norte	65	-	(26)	(4)	10	(27)	(18)

Informations sur l'état de la situation financière

En millions d'euros	Trésorerie et équivalents de trésorerie	Autres actifs courants	Actifs non courants	Dettes financières courantes	Autres passifs courants	Dettes financières non courantes	Autres passifs non courants	Total capitaux propres	% d'inté-gration	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2021										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	70	251	5 721	540	75	3 174	1 036	1 218	65,00	792
National Central Cooling Company "Tabreed"	294	141	2 469	-	182	755	-	1 967	40,00	787
EcoÉlectrica	14	77	572	3	22	-	18	620	50,00	310
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	294	495	793	159	208	558	72	583	50,00	253
WSW Energie und Wasser AG	17	268	852	156	36	93	142	711	33,10	240
Iowa University partnership	-	7	1 070	9	4	527	3	534	39,10	209
Georgetown University partnership	9	-	868	-	-	509	1	367	50,00	184
Tihama Power Generation Co	53	135	286	73	49	191	10	151	60,00	91
Ohio State Energy Partners	31	70	1 274	-	63	1 126	30	156	50,00	78
Megal GmbH	9	13	729	-	50	511	52	138	49,00	67
Transmisora Eléctrica del Norte	45	9	730	30	3	559	-	193	50,00	96
AU 31 DÉCEMBRE 2020										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	69	277	5 737	514	88	3 524	720	1 235	65,00	803
National Central Cooling Company "Tabreed"	87	131	2 408	-	169	702	-	1 754	40,00	702
EcoÉlectrica	26	60	598	(6)	17	-	16	657	50,00	329
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	203	601	891	174	160	635	76	650	50,00	278
WSW Energie und Wasser AG	14	51	812	40	55	87	90	606	33,10	206
Iowa University partnership	5	7	960	1	4	492	3	473	39,10	185
Tihama Power Generation Co	61	129	333	67	45	246	10	155	60,00	93
Ohio State Energy Partners	8	56	1 074	341	20	575	49	153	50,00	76
Megal GmbH	1	5	730	230	43	262	56	145	49,00	71
Transmisora Eléctrica del Norte	42	28	698	28	4	602	-	133	50,00	67

4.2.3 Transactions entre le Groupe et les coentreprises

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2021.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
EcoÉlectrica	-	-	-	-	-	-	52
WSW Energie und Wasser AG	1	22	-	4	-	1	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	6	-
Futures Energies Investissements Holding	10	22	4	6	181	2	-
Ocean Winds	-	-	6	1	180	-	-
Autres	41	59	12	43	233	3	(7)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**114**	**104**	**23**	**55**	**594**	**13**	**45**

4.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

4.3.1 Quote-part non comptabilisée des pertes des entreprises associées et des coentreprises

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), et ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 49 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 114 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Ces pertes non comptabilisées correspondent à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt et de commodités ("Autres éléments du résultat global") mis en place par des entreprises associées en Moyen-Orient, Afrique et Asie dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques.

4.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2021, les principaux engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des sociétés mises en équivalence concernent :

- Energia Sustentável do Brasil ("Jirau") pour un montant global de 4 114 millions de real brésilien (651 millions d'euros).

  Au 31 décembre 2021, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentável do Brasil s'élève à 10 285 millions de real brésilien (1 627 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;
- TAG pour un montant de 254 millions d'euros au titre essentiellement de garanties bancaires ;
- les sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique, pour un montant global de 667 millions d'euros.

Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de ces sociétés projets comprennent principalement :

- des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 131 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent, notamment lorsque ces financements sont sans recours, aux entités de maintenir un certain niveau de trésorerie au sein de la société (usuellement de l'ordre de 6 mois de service de la dette). Ce niveau de trésorerie peut toutefois être remplacé par des lettres de crédit ;.
- des sûretés réelles accordées aux prêteurs sous forme de nantissement des titres des sociétés projets, pour un montant global de 264 millions d'euros ;
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 272 millions d'euros.

NOTE 5 Principales variations de périmètre

Principes comptables

Conformément à la norme IFRS 5 – *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*, les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés font l'objet d'une présentation sur une ligne à part de l'état de la situation financière et sont évalués et comptabilisés au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur valeur de marché diminuée des coûts nécessaires à la réalisation de la vente.

Un actif est classé en actifs destinés à être cédés seulement si la vente est hautement probable dans un horizon de 12 mois, si l'actif est disponible en vue d'une vente immédiate dans son état actuel et si un plan de vente a été initié par le management avec un degré d'avancement suffisant. Pour apprécier le caractère hautement probable de la vente, le Groupe prend notamment en considération les marques d'intérêts et les offres reçues d'acquéreurs potentiels, ainsi que les risques d'exécution spécifiques à certaines transactions.

Par ailleurs, lorsque les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5, ils sont présentés en tant qu'activités non poursuivies.

5.1 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2021

5.1.1 Incidences des principales cessions et accords de cessions de la période

Dans le cadre de la présentation de sa nouvelle stratégie, le Groupe a confirmé, le 18 mai 2021, une augmentation significative de son programme de rotation d'actifs qui, à moyen terme, pourrait représenter une enveloppe d'environ 9 à 10 milliards d'euros.

Les incidences des principales cessions et accords de cessions de l'exercice sur l'endettement financier net du Groupe, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO [(1)], sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession d'une partie de la participation dans la société GRTgaz – France	1 121	1 121
Cession d'une partie de la participation dans la société Gaztransport & Technigaz SA (GTT) – France	247	52
Cession d'une partie de la participation dans la société Georgetown Energy Partners Holding, LLC – États-Unis	170	170
Cession de la participation dans la société ENGIE EPS SA – France	127	150
Autres opérations de cession individuellement non significatives	364	352
Effets des classements en "activités destinées à être cédées"	-	475
TOTAL	**2 029**	**2 320**

Les cessions en cours de finalisation au 31 décembre 2021 sont présentées dans la Note 5.2 "Actifs destinés à être cédés".

5.1.2 Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française GRTgaz

ENGIE et la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), véhicule d'investissement détenu par CNP Assurances et la Caisse des Dépôts, ont finalisé l'acquisition d'une participation de 11,5% du capital de GRTgaz par SIG auprès d'ENGIE pour un montant de 1,1 milliard d'euros.

Au terme de cette opération, SIG, présent dans le capital de GRTgaz depuis 2011 avec une participation de 24,8%, en détient désormais 38,6%, ENGIE conservant 60,9% de titres. Cette transaction comprend pour SIG la cession de 17,8% du capital d'Elengy en échange de nouvelles actions GRTgaz, cession au terme de laquelle la structure actionnariale de GRTgaz est simplifiée puisque cette dernière détient dorénavant 100% d'Elengy.

5.1.3 Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française Gaztransport et Technigaz SA (GTT)

Le 13 novembre 2020, ENGIE avait annoncé entamer une revue stratégique de sa participation dans GTT, dont le Groupe détenait 40,4% du capital et qui était consolidée par intégration globale.

Le 26 mai 2021, le Groupe a annoncé la réalisation de la cession partielle de sa participation dans GTT à hauteur de 10% du capital au prix de 67 euros par action et l'émission simultanée de 290 millions d'euros d'obligations à coupon zéro échangeables en actions GTT, d'une maturité de trois ans, avec un prix d'échange de 78,25 euros, correspondant à une prime de 20% par rapport au prix offert au titre de la cession parallèle des actions de GTT.

Avant cette cession partielle, le Groupe exerçait un contrôle de fait sur la société GTT en raison de la majorité des sièges qu'il détenait au Conseil d'Administration, de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert au sein de cet actionnariat. Cette situation lui conférait la majorité relative des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales (voir Note 3.2 "Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle" des états financiers consolidés au 31 décembre 2020).

(1) Develop, Build, Share and Operate, modèle utilisé dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés

Cette transaction, qui s'est accompagnée de la démission immédiate de deux des administrateurs dont la nomination était proposée par ENGIE, se traduit par la perte de la majorité des sièges au Conseil d'Administration et par une dilution du pourcentage de droits de vote du Groupe qui n'est désormais plus en situation d'exercer un contrôle de fait. Ainsi, au terme de la cession, ENGIE considère ne plus exercer qu'une influence notable et comptabilise donc sa participation résiduelle dans GTT (30,4%) par mise en équivalence.

Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 52 millions d'euros (déduction faite de la trésorerie nette détenue par GTT). Le résultat de cession avant impôts, incluant la revalorisation de la participation conservée, s'établit à 628 millions d'euros au 31 décembre 2021.

5.1.4 Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société américaine Georgetown Energy Partners Holding, LLC

Le 31 mars 2021, ENGIE North America a conclu avec l'Université de Georgetown (Washington D.C., États-Unis) un contrat de concession d'une durée de 50 ans pour gérer l'ensemble de ses infrastructures d'énergie et de traitement des eaux.

Le 1er juillet 2021, le Groupe a cédé à Axium Hoya, LLC 50% de sa participation dans Georgetown Energy Partners Holding, LLC. Le Groupe conserve un contrôle conjoint sur la société de projet et la consolide selon la méthode de la mise en équivalence. Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 170 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 44 millions d'euros au 31 décembre 2021.

5.1.5 Cession de la participation d'ENGIE dans la société française ENGIE EPS SA

Le 20 juillet 2021, le Groupe a finalisé la cession de sa participation dans ENGIE EPS SA à la société TAIWAN CEMENT CORPORATION.

Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 150 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 83 millions d'euros au 31 décembre 2021.

5.1.6 Complément de prix lié à la cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française SUEZ SA

Le 6 octobre 2020, le Groupe avait cédé 29,9% de sa participation dans SUEZ SA au Groupe VEOLIA. Cette cession était assortie d'un mécanisme de complément de prix si le Groupe VEOLIA menait d'autres opérations capitalistiques sur SUEZ à un prix supérieur à celui du bloc de 29,9% cédé par ENGIE.

En 2021, le Groupe VEOLIA a lancé une offre publique d'achat sur SUEZ à un prix de 20,50 euros par action (coupon attaché) qui s'est positivement clôturée le 7 janvier 2022. Le groupe ENGIE a considéré, à la clôture de l'exercice 2021, que l'ensemble des conditions étaient réunies pour reconnaître le produit de 347 millions d'euros lié au mécanisme de complément de prix négocié avec le Groupe VEOLIA.

Le 19 janvier 2022, ENGIE a encaissé ce complément de prix à l'issue du règlement livraison de l'offre publique d'achat.

5.2 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2021, le total des "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" et le total des "Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente" s'élèvent respectivement à 11 881 et 7 415 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	4 235	992
Autres actifs	7 645	299
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**11 881**	**1 292**
dont Actifs des activités non poursuivies	*11 186*	-
Dettes financières	368	297
Autres passifs	7 047	190
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**7 415**	**488**
dont Passifs directement liés à des actifs des activités non poursuivies	*6 952*	-

Les actifs classés en tant qu'"Actifs destinés à être cédés" au 31 décembre 2020 relatifs à des actifs renouvelables en Inde ont été cédés au cours de l'exercice 2021. En revanche, la participation du Groupe dans EV Charged BV (EV Box) dont le projet de cession de la majorité des parts avait été annoncé en décembre 2020, n'est plus classée en IFRS 5 suite à la décision des parties de mettre fin au projet de transaction.

Le poste "Actifs destinés à être cédés" au 31 décembre 2021 se rapporte aux entités d'EQUANS, à la société Endel et ses principales filiales, ainsi qu'à certains actifs dans les énergies renouvelables au Mexique (dont la vente est hautement probable mais demeure conditionnée à l'obtention de diverses approbations). La finalisation de ces transactions est attendue en 2022.

Les activités des entités du périmètre EQUANS, destinées à être cédées sont par ailleurs présentées en tant qu'activités non poursuivies dans les états financiers consolidés du Groupe dans la mesure où les "Asset-Light Client Solutions" représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées. En conséquence, le résultat net généré par les activités non poursuivies est présenté sur une ligne distincte après le résultat des activités poursuivies. Cette présentation distincte au compte de résultat s'applique également aux données comparatives de l'exercice précédent.

5.2.1 Projet de cession des entités du périmètre EQUANS

Le 5 novembre 2021, le Groupe est entré en négociation exclusive avec le Groupe Bouygues pour la vente de l'intégralité de sa participation dans les entités du périmètre EQUANS, après avoir contractualisé avec ce dernier une option unilatérale de vente ferme et irrévocable.

EQUANS regroupe les activités du Groupe dans les services multi-techniques aux entreprises dans le monde, principalement en France et en Europe : conception, ingénierie, travaux, exploitation, installation, maintenance, *Facility Management*, etc. Le périmètre de ces activités était constitutif d'un secteur reportable (voir Note 4 "Information sectorielle" des états financiers consolidés condensés semestriels au 30 juin 2021).

Le Groupe a procédé au classement d'EQUANS en "Actifs destinés à être cédés" au bilan et "Activités non poursuivies" au compte de résultat à la date du 5 novembre 2021. Ce jugement est fondé sur le caractère ferme et irrévocable de l'option de vente signée le 5 novembre 2021, ainsi que sur la nature des conditions suspensives à lever à la date de réception de l'offre. Les impacts de ce classement sur les états financiers consolidés du Groupe sont les suivants :

- les actifs destinés à la vente et les passifs correspondants sont présentés séparément des autres actifs et passifs sur des lignes spécifiques de l'état de situation financière au 31 décembre 2021, sans reclassement de l'état de situation financière comparatif au 31 décembre 2020 ;
- un arrêt des amortissements à compter de la date de classement en "Actifs destinés à être cédés" ;
- le résultat net réalisé sur l'exercice 2021 est présenté sur une ligne unique du compte de résultat intitulée "Résultat net des activités non poursuivies". Les données comparatives du compte de résultat au 31 décembre 2020 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- les éléments recyclables et non recyclables relatifs aux activités non poursuivies sont présentés séparément, sur des lignes spécifiques de l'état du résultat global au 31 décembre 2021. Les données comparatives de l'état du résultat global au 31 décembre 2020 ont également été retraitées conformément à IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- les flux de trésorerie nets liés à l'exploitation, aux investissements et aux financements, attribuables aux activités non poursuivies, sont présentés sur des lignes distinctes dans l'état de flux de trésorerie du Groupe au 31 décembre 2021. Les données comparatives de l'état de flux de trésorerie au 31 décembre 2020 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Compte tenu du résultat de cession attendu, aucun ajustement de valeur n'a été enregistré.

La cession définitive de cette transaction devrait intervenir sur le 2nd semestre 2022 et conduira à une réduction de l'endettement financier du Groupe d'environ 6,8 milliards d'euros.

5.2.2 Données financières relatives aux activités non poursuivies

Résultat des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Chiffre d'affaires	**12 860**	**11 445**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(7 942)	(6 879)
Charges de personnel	(4 420)	(4 256)
Amortissements, dépréciations et provisions	(239)	(301)
Impôts et taxes	(59)	(58)
Autres produits opérationnels	166	134
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	**366**	**86**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	-	-
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**367**	**86**
Pertes de valeur	2	(49)
Restructurations	(100)	(86)
Effets de périmètre	(53)	(1)
Autres éléments non récurrents	(30)	(7)
Résultat des activités opérationnelles	**185**	**(56)**
Charges financières	(74)	(65)
Produits financiers	25	20
Résultat financier	**(49)**	**(45)**
Impôt sur les bénéfices	(55)	(50)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**80**	**(151)**
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	**79**	**(153)**
Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**1**	**2**
Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière		
EBITDA	622	368
EBIT (1)	368	85
Résultat net récurrent part du Groupe (1)	231	(22)

(1) Intègre l'effet de l'arrêt des amortissements, en date de classement en Actif destiné à être cédé, pour un montant de +51 millions au titre de l'EBIT et de +37 millions d'euros au titre du Résultat net récurrent part du Groupe, au 31 décembre 2021

État de situation financière des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs non courants		
Goodwills	3 056	2 934
Immobilisations incorporelles nettes	409	403
Immobilisations corporelles nettes	1 150	1 031
Autres actifs financiers	124	113
Actifs de contrats	7	7
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	5
Autres actifs non courants	165	19
Impôts différés actifs	267	205
Total actifs non courants	**5 181**	**4 718**
Actifs courants		
Autres actifs financiers	21	31
Créances commerciales et autres débiteurs	2 246	2 258
Actifs de contrats	2 302	2 308
Stocks	190	179
Autres actifs courants	817	825
Trésorerie et équivalents de trésorerie	429	428
Total actifs courants	**6 004**	**6 028**
TOTAL ACTIFS DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**11 185**	**10 747**

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Passifs non courants		
Provisions	355	281
Emprunts à long terme	390	364
Instruments financiers dérivés	1	2
Autres passifs financiers	1	1
Passifs de contrats	12	13
Autres passifs non courants	3	1
Impôts différés passifs	218	114
Total passifs non courants	**979**	**775**
Passifs courants		
Provisions	311	338
Emprunts à court terme	198	206
Instruments financiers dérivés	-	1
Fournisseurs et autres créanciers	1 977	1 857
Passifs de contrats	1 910	1 972
Autres passifs courants	1 577	1 599
Total passifs courants	**5 973**	**5 972**
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**6 952**	**6 748**

Flux de trésorerie des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
RÉSULTAT NET	**80**	**(151)**
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	**462**	**282**
Impôt décaissé	(71)	(104)
Variation du besoin en fonds de roulement	**96**	**302**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**486**	**479**
Investissements corporels et incorporels	(208)	(151)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(14)	(12)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	6	22
Intérêts reçus d'actifs financiers	(12)	(12)
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres [(1)]	(2 782)	(15)
Autres	7	(6)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	**(3 003)**	**(175)**
Dividendes payés	-	(1)
Remboursement de dettes financières	(155)	(148)
Intérêts financiers verses	(33)	(18)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	(1)	-
Augmentation des dettes financières	7	25
Flux des activités de financement hors opérations intragroupe	**(181)**	**(141)**
Opérations avec ENGIE [(2)]	2 700	(131)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	**2 518**	**(272)**
Effet des variations de change et divers	(11)	(27)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	**(9)**	**5**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a l'ouverture	**428**	**422**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a la clôture	**429**	**428**

(1) La ligne "Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres" comprend les acquisitions, par EQUANS, de titres des "Activités d'Asset-Light Client Solutions", détenus par ENGIE pour un montant -3 343 millions d'euros et des cessions, par EQUANS, de titres non constitutifs des "Activités d'Asset-Light Client Solutions", à ENGIE pour un montant de +519 millions d'euros

(2) La ligne "Opérations avec ENGIE" comprend les augmentations de capital d'EQUANS, pour un montant de 3 615 millions d'euros, souscrite par ENGIE, finançant les acquisitions ci-dessus

5.3 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2021

L'ensemble des acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2021 a eu une incidence de 1 milliard d'euros sur l'endettement financier net. Ces acquisitions se rapportent, principalement, à des contrats de concessions au Brésil pour 0,4 milliard d'euros ainsi qu'à la conclusion d'un contrat de concession de 50 ans avec la société américaine Georgetown Energy Partners Holding, LLC pour 0,2 milliard d'euros.

5.4 Autres opérations

Le 11 novembre 2021, ENGIE et Crédit Agricole Assurances ont annoncé la conclusion d'un accord pour l'acquisition auprès du fonds canadien Alberta Investment Management Corporation, de 97,33% des parts d'Eolia Renovables, l'un des plus grands producteurs d'énergie renouvelable en Espagne. La transaction porte sur la propriété et l'exploitation de 899 MW d'actifs opérationnels (821 MW d'éolien terrestre et 78 MW de solaire photovoltaïque) et d'un portefeuille de 1,2 GW de projets renouvelables.

Les actifs opérationnels seront détenus à 40% par ENGIE et à 60% par Crédit Agricole Assurances, et ENGIE sera chargé de développer et de construire le pipeline de projets. ENGIE fournira une gamme complète de services (exploitation et maintenance, gestion des actifs, gestion de l'énergie et services associés) sur l'ensemble du périmètre des actifs.

Les actifs rachetés bénéficient d'un régime de régulation garantissant une rentabilité sur les dix prochaines années. L'accord aura un impact de 0,4 milliard d'euros en termes d'endettement financier net pour ENGIE. La participation dans la société détenant les actifs opérationnels sera consolidée par mise en équivalence. ENGIE consolidera selon la méthode de l'intégration globale la société chargée de développer et de construire le pipeline de projets.

La finalisation de l'opération devrait avoir lieu dans le courant du 1er trimestre 2022, sous réserve de l'obtention des autorisations nécessaires, y compris des autorités compétentes en matière de concurrence.

NOTE 6 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière

L'objet de cette note consiste à présenter les principaux indicateurs financiers non-GAAP utilisés par le Groupe ainsi que leur réconciliation avec les agrégats des états financiers consolidés IFRS.

6.1 EBITDA

La réconciliation entre l'EBITDA et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**6 916**	**4 554**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(721)	(198)
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 370	4 368
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	48	47
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(50)	137
EBITDA	**10 563**	**8 908**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.2 EBIT

Le principal indicateur de performance du Groupe, anciennement "Résultat Opérationnel Courant (ROC)", a été renommé "EBIT" afin de s'aligner sur les pratiques de marché. Il n'y a pas de changement dans sa définition et dans son calcul.

La réconciliation entre l'EBIT et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**6 916**	**4 554**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(721)	(198)
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(50)	137
EBIT	**6 145**	**4 493**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.3 Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)

Le résultat net récurrent part du Groupe est un indicateur financier utilisé par le Groupe dans sa communication financière afin de présenter un résultat net part du Groupe ajusté des éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

La réconciliation entre le résultat net part du Groupe et le résultat net récurrent part du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**3 661**	**(1 536)**
Résultat net des activités non poursuivies, part du groupe		79	(153)
Résultat net des activités poursuivies, part du groupe		**3 582**	**(1 384)**
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		96	642
Résultat net des activités poursuivies		**3 678**	**(742)**
Rubriques du passage entre le "Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence" et le "RAO"		**194**	**2 996**
Pertes de valeur	*10.1*	*1 028*	*3 502*
Restructurations	*10.2*	*204*	*257*
Effets de périmètre	*10.3*	*(1 107)*	*(1 641)*
Autres éléments non récurrents	*10.4*	*69*	*879*
Autres éléments retraités		**(363)**	**121**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	*9.1*	*(721)*	*(198)*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*11*	*2*	*-*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	*11*	*-*	*29*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*11*	*153*	*158*
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*11*	*(298)*	*69*
Autres effets impôts retraités		*552*	*(75)*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*(50)*	*137*
Résultat net récurrent des activités poursuivies		**3 509**	**2 375**
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		581	650
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**2 927**	**1 725**
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		231	(22)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**3 158**	**1 703**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.4 Capitaux engagés industriels

La réconciliation entre les capitaux engagés industriels et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	57 863	57 085
(+) Goodwill	12 799	15 943
(-) *Goodwill Gaz de France – SUEZ et International Power* [1]	*(7 213)*	*(7 472)*
(+) Créances IFRIC 4, IFRS16 et IFRIC 12	2 456	1 827
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	8 498	6 760
(-) *Goodwill International Power* [1]	*(38)*	*(141)*
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	32 555	14 295
(-) *Appels de marge* [1][2]	*(13 856)*	*(1 585)*
(+) Stocks	6 175	4 140
(+) Actifs de contrats	8 377	7 764
(+) Autres actifs courants et non courants	13 681	9 386
(+) Impôts différés	(6 557)	(3 536)
(+) *Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres* [1][2]	*841*	*(543)*
(-) Provisions	(25 459)	(27 073)
(+) *Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés)* [1]	*3 162*	*4 553*
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(32 822)	(17 307)
(+) *Appels de marge* [1][2]	*7 835*	*982*
(-) Passifs de contrats	(2 739)	(4 354)
(-) Autres passifs courants et non courants	(19 175)	(14 579)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**46 382**	**46 146**

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels

(2) Les appels de marges inclus dans les rubriques "Créances commerciales et autres débiteurs" et "Fournisseurs et autres créanciers" correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place aux fins de gestion du risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières

6.5 *Cash flow* des opérations (CFFO)

La réconciliation entre le *cash flow* des opérations (CFFO) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 [1]
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	9 806	8 506
Impôt décaissé	(603)	(494)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 377)	(902)
Intérêts reçus d'actifs financiers	32	33
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	57	56
Intérêts financiers versés	(719)	(648)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	52	52
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	464	(608)
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	(448)	621
B **DES OPÉRATIONS (CFFO)**	**6 263**	**6 616**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.6 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et investissements de croissance

La réconciliation entre les investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et les rubriques de l'état des flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 [1]
Investissements corporels et incorporels	5 990	4 960
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	392	405
(+) *Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis*	*6*	*50*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	369	1 067
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	1 548	1 618
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(121)	359
(+) *Autres*	*3*	*2*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	35	312
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO [2]	(270)	(1 276)
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 954**	**7 497**
(-) Investissements de maintenance	(2 418)	(2 284)
(-) Placements effectués par Synatom	(1 261)	(1 339)
TOTAL INVESTISSEMENTS DE CROISSANCE	**4 274**	**3 873**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Develop, Build, Share & Operate ; y compris financements Tax Equity reçus (voir Note 25 "Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.7 Endettement financier net

La réconciliation entre l'endettement financier net et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
(+) Emprunts à long terme	17.2 & 17.3	30 458	30 092
(+) Emprunts à court terme	17.2 & 17.3	10 590	7 846
(+) Instruments financiers passifs	17.4	46 931	13 115
(-) *Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments*		*(46 617)*	*(12 762)*
(-) Autres actifs financiers	17.1	(13 444)	(11 599)
(+) *Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net*		*5 143*	*4 710*
(+) *Instruments de capitaux propres à la juste valeur*		*2 827*	*1 668*
(+) *Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net*		*3 853*	*3 134*
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	17.1	(13 890)	(12 980)
(-) Instruments financiers actifs	17.4	(44 989)	(11 065)
(+) *Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments*		*44 489*	*10 299*
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**25 350**	**22 458**

6.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**17**	**25 350**	**22 458**
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	20	8 030	7 948
Provisions pour démantèlement des installations	20	8 015	7 604
Provisions pour reconstitution de sites	20	246	238
Avantages postérieurs à l'emploi – Retraites	20	1 779	3 174
(-) *Sociétés régulées d'infrastructures*		*(16)*	*(351)*
Avantages postérieurs à l'emploi – Droits à remboursement	20	(228)	(187)
Avantages postérieurs à l'emploi – Autres avantages	20	5 149	5 732
(-) *Sociétés régulées d'infrastructures*		*(3 289)*	*(3 602)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	12	(1 501)	(2 061)
(-) *Sociétés régulées d'infrastructures*		*780*	*947*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, et créance Electrabel envers EDF Belgium	20 & 25	(6 014)	(4 479)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		**38 300**	**37 420**

NOTE 7 Information sectorielle

7.1 Réorganisation d'ENGIE et modification de l'information sectorielle

Un nouveau Comité exécutif a été nommé le 1er février 2021, dont les responsabilités sont alignées sur les priorités stratégiques présentées par le Groupe en juillet 2020 et reflétant la décision d'ENGIE d'organiser le Groupe autour de ses quatre activités stratégiques : Renouvelables, Infrastructures, Production thermique ("Thermique") et Fourniture d'Énergie, et Solutions clients ("*Energy Solutions*"). La mise en œuvre opérationnelle d'une réorganisation en *Global Business Units* (GBU) alignée sur ces activités a débuté à l'issue de la consultation des instances représentatives du personnel qui s'est tenue au premier semestre. À noter qu'au sein des activités de Solutions clients, les activités *asset-light*, qui ont vocation à devenir indépendantes d'ENGIE à terme, sont regroupées dans le sous-ensemble "EQUANS" (voir Note 5.2.1 "Projet de cession des entités du périmètre EQUANS" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") tandis que les autres activités conservées constituent la GBU "*Energy Solutions*".

Depuis sa prise de fonctions, le Comité Exécutif du Groupe, qui constitue le principal décideur opérationnel au sens de la norme IFRS 8 – *Information sectorielle*, pilote la performance opérationnelle et financière et alloue les ressources au sein du Groupe par activité sous-jacente aux GBU. De ce fait, ces activités correspondent désormais aux "secteurs opérationnels" et aux "secteurs reportables" au sens d'IFRS 8.

Cette évolution conduit à un changement de l'information sectorielle du Groupe vers l'axe des activités. Toutefois, l'année 2021 étant une année de transition, l'ancienne organisation opérationnelle, par *Business Units* géographiques, subsiste à titre transitoire et constitue un axe secondaire de l'information sectorielle du Groupe.

L'articulation entre les anciens et les nouveaux secteurs est la suivante (après le classement d'EQUANS en activités non poursuivies) :

		GBU et Secteur	GBU et Secteur	GBU et Secteur	GBU Secteur	GBU Secteur	Secteur	Secteur
		Renouvelables	Infrastructures	*Energy Solutions*	Thermique	Fourniture d'Énergie	Nucléaire	Autres
Ancienne organisation	France hors infrastructures	X		X		X		
	Infrastructures France		X					
	Reste de l'Europe	X	X	X	X	X	X	
	Amérique latine	X	X		X	X		
	États-Unis & Canada	X		X	X	X		
	Moyen-Orient, Asie & Afrique	X		X	X	X		
	Autres			X				X

7.2 Information par secteur reportable

7.2.1 Définition des secteurs reportables

Les secteurs reportables sont identiques aux secteurs opérationnels, et correspondent aux activités sous-jacentes à l'organisation en GBU :

- **Renouvelables** : regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer et la géothermie principalement. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.
- **Infrastructures** : englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili. Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la décarbonation de l'énergie et de verdissement des réseaux (intégration progressive de gaz verts, projets autour de l'hydrogène…).
- ***Energy Solutions*** : englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie bas carbone (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone…) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable).
- **Production Thermique** : regroupe l'ensemble des activités de production d'énergie centralisée à partir d'actifs thermiques, contractés ou non. Elle comprend l'exploitation de centrales utilisant principalement comme combustible le gaz ou le charbon ainsi que les centrales de stockage par pompage. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité ainsi que le développement des capacités de production d'hydrogène.
- **Fourniture d'Énergie** : englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux particuliers. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.
- **Nucléaire** : englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de production de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) et des droits de tirage en France.

Par ailleurs, l'ensemble **Autres** regroupe les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie, de fourniture *BtoB*, de GTT, ainsi que du *corporate* et des *holdings*.

7.2.2 Indicateurs clés par secteur reportable

Les données par activité selon la nouvelle segmentation correspondent aux données par *Business Lines* selon l'ancienne segmentation secondaire. Certaines réallocations mineures ont été réalisées à l'occasion de la réorganisation, impactant à la marge les données 2020 par rapport aux précédentes publications.

Chiffre d'affaires

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	3 661	2 971
Infrastructures	6 700	6 718
Energy Solutions	9 940	8 840
Production Thermique	4 089	3 281
Fourniture d'Énergie	13 237	10 792
Nucléaire (2)	56	39
Autres (3)	20 183	11 664
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**57 866**	**44 306**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Chiffres d'affaires après élimination des intercos de 1 705 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 129 millions d'euros au 31 décembre 2020)

(3) Dont 10 milliards d'euros d'effet prix par rapport à 2020

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	1 700	1 576
Infrastructures	4 121	3 848
Energy Solutions	799	738
Production Thermique	1 628	1 708
Fourniture d'Énergie	445	433
Nucléaire	1 413	415
Autres	457	189
TOTAL EBITDA	**10 563**	**8 908**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	1 185	1 093
Infrastructures	2 314	2 060
Energy Solutions	366	305
Production Thermique	1 183	1 259
Fourniture d'Énergie	174	184
Nucléaire	970	(111)
Autres	(46)	(297)
TOTAL EBIT	**6 145**	**4 493**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	95	39
Infrastructures	233	193
Energy Solutions	153	(62)
Production Thermique	301	389
Fourniture d'Énergie	-	-
Nucléaire	-	-
Autres	18	(7)
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**800**	**553**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 306 millions d'euros et 494 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 183 millions d'euros et 370 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Capitaux engagés industriels

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Renouvelables	12 535	10 281
Infrastructures	24 166	23 324
Solutions Clients	6 634	10 083
Energy Solutions	6 634	6 280
EQUANS	-	*3 804*
Production Thermique	7 852	8 210
Fourniture d'Énergie	1 362	1 234
Nucléaire (1)	(12 728)	(11 826)
Autres	6 561	4 839
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**46 382**	**46 146**

(1) Dont 15 119 millions d'euros de provisions nucléaires. Les capitaux engagés n'intègrent pas les actifs dédiés à la couverture des provisions pour 5 501 millions d'euros

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	2 007	1 631
Infrastructures	2 525	2 591
Energy Solutions	901	767
Production Thermique	268	189
Fourniture d'Énergie	299	278
Nucléaire	1 462	1 740
Autres	492	301
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 954**	**7 497**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

CAPEX de croissance

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	1 887	1 529
Infrastructures	1 320	1 579
Energy Solutions	712	591
Production Thermique	(17)	28
Fourniture d'Énergie	155	144
Nucléaire	-	-
Autres	218	2
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**4 274**	**3 873**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

7.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les zones géographiques ci-dessous sont issues du regroupement des *Business Units* du Groupe, comme décrit dans la *Note 6* "*Information sectorielle*" des états financiers consolidés au 31 décembre 2020.

Chiffre d'affaires

	31 déc. 2021			31 déc. 2020 (1)		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
France hors Infrastructures	13 038	299	13 337	10 386	296	10 682
Infrastructures France	5 629	878	6 506	5 439	920	6 359
Total France	*18 667*	*1 176*	*19 844*	*15 825*	*1 216*	*17 041*
Reste de l'Europe	11 088	3 364	14 452	9 047	1 915	10 961
Amérique latine	4 306	37	4 343	4 287	32	4 319
États-Unis & Canada	661	3	664	476	3	479
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 038	31	2 069	2 045	45	2 090
Autres	21 107	16 063	37 169	12 626	4 802	17 428
Élimination des transactions internes		(20 674)	(20 674)		(8 013)	(8 013)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**57 866**	**-**	**57 866**	**44 306**	**-**	**44 306**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
France hors Infrastructures	1 410	1 180
Infrastructures France	3 521	3 290
Total France	*4 931*	*4 470*
Reste de l'Europe	2 717	1 680
Amérique latine	1 928	1 992
États-Unis & Canada	208	168
Moyen-Orient, Asie & Afrique	565	617
Autres	215	(19)
TOTAL EBITDA	**10 563**	**8 908**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Dotations aux amortissements

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
France hors Infrastructures	(625)	(660)
Infrastructures France	(1 694)	(1 681)
Total France	*(2 319)*	*(2 341)*
Reste de l'Europe	(891)	(951)
Amérique latine	(474)	(461)
États-Unis & Canada	(117)	(58)
Moyen-Orient, Asie & Afrique	(69)	(75)
Autres	(500)	(482)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**(4 370)**	**(4 368)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
France hors Infrastructures	782	518
Infrastructures France	1 827	1 609
Total France	*2 609*	*2 127*
Reste de l'Europe	1 823	724
Amérique latine	1 453	1 530
États-Unis & Canada	91	110
Moyen-Orient, Asie & Afrique	495	542
Autres	(325)	(540)
TOTAL EBIT	**6 145**	**4 493**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Capitaux engagés industriels

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
France hors Infrastructures	6 545	7 326
Infrastructures France	19 972	19 891
Total France	*26 518*	*27 218*
Reste de l'Europe	(4 934)	(1 596)
Amérique latine	10 409	9 476
États-Unis & Canada	3 945	3 168
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 916	2 663
Autres	7 528	5 218
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**46 382**	**46 146**

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
France hors Infrastructures	828	666
Infrastructures France	1 922	1 763
Total France	*2 750*	*2 429*
Reste de l'Europe	2 171	2 201
Amérique latine	1 076	1 506
États-Unis & Canada	1 081	395
Moyen-Orient, Asie & Afrique	188	(499)
Autres	687	1 465
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 954**	**7 497**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

7.4 Indicateurs clés par zone de commercialisation / d'implantation

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)	31 déc. 2021	31 déc. 2020
France	24 341	18 666	30 241	30 560
Belgique	4 372	3 756	(10 775)	(9 833)
Autres Union européenne	12 501	7 999	6 938	6 234
Autres pays d'Europe	3 110	1 830	1 447	2 704
Amérique du Nord	4 752	4 264	5 342	4 460
Asie, Moyen-Orient et Océanie	4 441	3 458	2 709	2 495
Amérique du Sud	4 053	4 030	9 521	8 721
Afrique	297	304	960	805
TOTAL	**57 866**	**44 306**	**46 382**	**46 146**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

NOTE 8 Ventes

8.1 Chiffre d'affaires

Principes comptables

Le chiffre d'affaires sur contrats commerciaux est relatif aux contrats entrant dans le champ de la norme IFRS 15. Il est comptabilisé lorsque le client obtient le contrôle des biens ou des services vendus, pour une somme qui reflète ce que l'entité s'attend à recevoir pour ces biens et services.

Ainsi, l'analyse contractuelle des contrats de vente du Groupe a conduit à appliquer les principes suivants de reconnaissance du chiffre d'affaires :

- **Gaz, électricité et autres énergies**

  Le chiffre d'affaires sur ces ventes est comptabilisé lorsque l'énergie est livrée au client particulier, professionnel ou industriel.

  Les livraisons d'énergie sont suivies en temps réel ou de manière différée pour certains clients faisant l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, auquel cas, il est nécessaire d'estimer à la clôture la part du chiffre d'affaires non relevée dite "en compteur".
- **Infrastructures gazières, électriques et autres énergies**

  Le chiffre d'affaires réalisé par les gestionnaires d'infrastructures gazières et électriques sur leurs prestations de mise à disposition de capacités de transport, de distribution ou de stockage, est comptabilisé linéairement sur la durée des contrats.

  Dans les pays où le Groupe est commercialisateur (fournisseur) d'énergie sans en être le distributeur ou le transporteur, principalement en France et en Belgique, une analyse des contrats de fourniture d'énergie et du cadre réglementaire est faite pour déterminer si le chiffre d'affaires doit être comptabilisé net des coûts d'acheminement facturés aux clients, en application des dispositions d'IFRS 15.

  Cette analyse peut conduire le Groupe à exercer son jugement pour déterminer si le commercialisateur agit en tant qu'agent ou principal pour les prestations de distribution et/ou de transport de l'électricité et du gaz refacturées au client. Les principaux critères utilisés par le Groupe pour exercer son jugement et conclure, dans certains pays, au rôle d'agent du fournisseur à l'égard du gestionnaire d'infrastructures sont : la responsabilité première de l'exécution de la prestation d'acheminement, de même que celle d'engagement de réservation de capacité auprès du gestionnaire d'infrastructures, ainsi que la latitude dans la fixation du prix de la prestation d'acheminement.
- **Constructions, installations, exploitation et maintenance,** "***facility management***" **et autres services**

  Le chiffre d'affaires des activités de constructions et d'installations concerne essentiellement des actifs, construits sur les sites de clients, tels que des unités de cogénération, des chaudières ou d'autres actifs liés à l'efficacité énergétique dès lors que les contrats correspondants sont dans le champ de la norme IFRS 15. Le chiffre d'affaires réalisé sur ces travaux de constructions et d'installations est habituellement comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

  Dans le cadre des contrats d'exploitation et de maintenance, le Groupe est généralement responsable de l'exécution de prestations qui doivent permettre d'assurer la disponibilité d'installations de production d'énergie. La réalisation de ces prestations se fait de manière progressive et le revenu concerné est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

  Les prestations de "*facility management*" comprennent généralement la gestion et l'intégration d'un grand nombre de services de natures différentes, externalisés par un client. La rémunération du fournisseur est soit fixe, soit fonction du nombre d'heures ou d'un autre indicateur, sans faire la distinction par nature de services.

  Dès lors, le revenu est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés ou des heures prestées.

Si l'analyse contractuelle ne permet pas de conclure que le contrat est dans le champ d'IFRS 15, le chiffre d'affaires est alors présenté en chiffre d'affaires hors IFRS 15.

Le chiffre d'affaires réalisé sur des opérations hors du champ d'application d'IFRS 15 est présenté dans la colonne "Autres" et comprend notamment les revenus de trading, de locations et de concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles.

La ventilation du chiffre d'affaires se présente comme suit :

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	-	3 335	85	149	91	3 661
Infrastructures	205	1	5 715	606	173	6 700
Energy Solutions	157	3 368	102	6 262	51	9 939
Thermique	66	3 165	345	451	62	4 089
Fourniture d'Énergie	6 384	5 518	77	992	265	13 238
Nucléaire	-	4	11	22	19	56
Autres	9 166	9 470	228	323	994	20 183
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**15 978**	**24 861**	**6 565**	**8 806**	**1 656**	**57 866**

La variation importante des prix du gaz naturel a conduit le Gouvernement français à geler temporairement les tarifs réglementés de vente de gaz naturel à partir du 1er novembre 2021. La loi de finances pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021) a introduit le dispositif du "bouclier tarifaire" visant à plafonner, jusqu'au 30 juin 2022, les tarifs réglementés de vente de gaz au niveau de ceux du 1er octobre 2021. Les pertes de recettes supportées par ENGIE à compter du 1er novembre 2021 constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation garantie par l'État. Ce mécanisme sera suivi par un rattrapage sur les tarifs à partir de juillet 2022. La subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public, dont le montant s'élève à environ 248 millions d'euros au 31 décembre 2021, est comptabilisée dans les activités de "Fourniture d'énergie" dans la colonne "Autres" ("Chiffre d'affaires hors IFRS 15").

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	-	2 686	39	190	56	2 971
Infrastructures	441	65	5 501	622	89	6 718
Energy Solutions	142	2 689	104	5 851	55	8 840
Thermique	15	2 526	251	385	105	3 281
Fourniture d'Énergie	5 888	3 926	140	804	34	10 792
Nucléaire	-	5	15	19	-	39
Autres	2 683	7 884	58	441	598	11 664
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**9 168**	**19 782**	**6 108**	**8 311**	**936**	**44 306**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

8.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats

Principes comptables

Lors de leur comptabilisation initiale, le Groupe évalue les créances commerciales à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15.

Les actifs de contrats regroupent les montants auxquels l'entité a droit en échange de biens ou de services qu'elle a déjà fournis à un client mais pour lesquels le paiement n'est pas encore exigible ou est subordonné à la réalisation d'une condition particulière prévue au contrat. Lorsqu'un montant devient exigible, il est transféré au compte de créance.

Une créance client est comptabilisée dès que l'entité a un droit inconditionnel à percevoir un paiement. Ce droit inconditionnel existe dès l'instant où seul l'écoulement du temps rend le paiement exigible.

Les passifs de contrats regroupent les montants perçus par l'entité en rémunération de biens ou de service qu'elle n'a pas encore fournis au client. Le passif de contrat est soldé par la constatation du chiffre d'affaires.

Les créances commerciales et autres débiteurs de même que les actifs de contrats font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le modèle de dépréciation des actifs financiers est basé sur la méthode des pertes de crédit attendues. Pour calculer les pertes de valeur attendues, le Groupe retient une approche matricielle de provisionnement pour les créances commerciales et les actifs de contrats dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base de portefeuille. Une approche individuelle est applicable aux grands clients et aux autres grandes contreparties, dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base individuelle.

Il convient de se reporter à la Note 18 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation par le Groupe du risque de contrepartie.

8.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Créances commerciales et autres débiteurs (1)	32 555	14 295
Dont IFRS 15	*6 453*	*6 897*
Dont non-IFRS 15	*26 103*	*7 398*
Actifs de contrats	8 377	7 764
Produits à recevoir et factures à établir	*6 817*	*6 754*
Gaz et électricité en compteur (2)	*1 560*	*1 010*

(1) La forte augmentation des créances commerciales et autres débiteurs est principalement liée aux variations sur la période des prix des matières premières
(2) Net des acomptes reçus

Au 31 décembre 2021, les actifs de contrats les plus significatifs concernent essentiellement Autres (principalement les activités de gestion de l'énergie et fourniture *BtoB* (3 102 millions d'euros), *Energy Solutions* (2 220 millions d'euros) et Fourniture d'Énergie *BtoC* (1 950 millions d'euros).

En millions d'euros	31 déc. 2021 Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net	31 déc. 2020 Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	33 920	(1 365)	32 555	15 568	(1 273)	14 295
Actifs de contrats	8 393	(16)	8 377	7 784	(20)	7 764
TOTAL	**42 314**	**(1 381)**	**40 932**	**23 351**	**(1 292)**	**22 059**

Gaz et électricité en compteur

Pour les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, le gaz livré mais non encore relevé à la clôture, est estimé à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente.

Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives n'étant parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier a posteriori que les risques d'erreur dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs.

En France et en Belgique, le "Gaz en compteur" est déterminé sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée, homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du Gaz en compteur.

La quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

L'"électricité en compteur" est également déterminée sur la base d'une méthode d'allocation directe similaire à celle utilisée pour le gaz en tenant compte toutefois des spécificités liées aux consommations d'électricité. En ce qui concerne sa valorisation elle se fera également client par client ou par typologie de clients.

Au 31 décembre 2021, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève à 4 638 millions d'euros (contre 3 079 millions d'euros au 31 décembre 2020).

8.2.2 Passifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2021 Non courant	Courant	Total	31 déc. 2020 Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	68	2 671	2 739	39	4 315	4 354
Avances et acomptes reçus	*-*	*1 955*	*1 955*	*15*	*2 123*	*2 138*
Produits constatés d'avance	*68*	*716*	*784*	*25*	*2 192*	*2 217*

Au 31 décembre 2021, les *Global Business Units* enregistrant le plus de chiffre d'affaires constaté à l'avancement, lié à des décalages entre les paiements et la réalisation des prestations sont *Energy Solutions* (1 330 millions d'euros), Fourniture d'Énergie *BtoC* (713 millions d'euros) et Autres (principalement les activités de gestion de l'énergie et de fourniture *BtoB* (458 millions d'euros)).

8.3 Chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance restant à réaliser

Le chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance partiellement réalisées au 31 décembre 2021 s'élève à 2 846 millions d'euros et concerne essentiellement *Energy Solutions* (2 017 millions d'euros), et Fourniture d'Énergie (731 millions d'euros) qui concentrent un volume important de contrats de construction, installation, maintenance et Facility Management pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement.

NOTE 9 Charges opérationnelles

Principes comptables

Les charges opérationnelles comprennent :

- les achats et dérivés à caractère opérationnel englobant :
  - les achats de matières premières et coûts associés (infrastructures, transport, stockage, etc.),
  - l'effet réalisé, ainsi que le changement de juste valeur (MtM), des transactions sur matières premières, avec ou sans livraison physique, entrant dans le champ d'application d'IFRS 9 – *Instruments financiers* et qui ne sont qualifiées ni de négoce, ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie ;
- les achats de services et autres tels que les charges de sous-traitance et d'intérimaires, les charges de location (contrats de location à court terme ou dont l'actif sous-jacent est de faible valeur), les charges de concessions, etc. ;
- les charges de personnel ;
- les amortissements, dépréciations et provisions ;
- les impôts et taxes d'exploitation.

9.1 Achats

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de trading (2)	(32 135)	(21 404)
Achats de services et autres (3)	(6 726)	(6 684)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	**(38 861)**	**(28 088)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Dont un produit net au 31 décembre 2021 de 721 millions d'euros au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre un produit net de 198 millions d'euros au 31 décembre 2020), notamment sur certaines positions résiduelles de couverture économique gaz non documentées en couverture de flux de trésorerie (les expositions électricité et autres sous-jacents se compensant dans l'ensemble)

(3) Dont 51 millions d'euros de charges de location relatives à des contrats à court terme et contrats portant sur des actifs de faible valeur au 31 décembre 2021 (contre 36 millions d'euros au 31 décembre 2020)

L'augmentation des achats et dérivés à caractère opérationnel est principalement liée aux variations sur la période des prix des matières premières.

9.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Avantages à court terme		(7 018)	(6 858)
Paiements fondés sur des actions	22	(48)	(47)
Charges liées aux plans à prestations définies	21.3.3	(479)	(350)
Charges liées aux plans à cotisations définies	21.4	(147)	(248)
CHARGES DE PERSONNEL		**(7 692)**	**(7 503)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

9.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Dotations aux amortissements	15 & 16	(4 370)	(4 368)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(310)	(217)
Variation nette des provisions	20	(159)	108
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		**(4 840)**	**(4 477)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Au 31 décembre 2021, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 1 004 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 366 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

NOTE 10 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles

Principes comptables

Les autres éléments du Résultat des activités opérationnelles (RAO) comprennent :

- les "Pertes de valeur". Cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwill*, les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ;
- les "Restructurations". Il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative le champ d'activité de l'entreprise, ou la manière dont cette activité est gérée, conformément aux critères prévus par IAS 37 ;
- les "Effets de périmètre". Cette ligne regroupe :
  - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
  - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
  - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
  - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés – à l'exception des résultats dégagés dans le cadre des modèles "*Develop, Build, Share & Operate*" (DBSO) ou "*Develop, Share, Build & Operate*" (DSBO), utilisés dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui sont enregistrés en Résultat opérationnel courant ;
- les "Autres éléments non récurrents". Cette ligne intègre les autres éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

10.1 Pertes de valeur

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Pertes de valeur :			
Goodwill	14.1	(107)	(2 145)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	15 & 16	(969)	(1 203)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		(17)	(237)
Total des pertes de valeur d'actifs		**(1 093)**	**(3 585)**
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles		64	84
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		-	-
Total des reprises de pertes de valeur		**64**	**84**
TOTAL		**(1 028)**	**(3 502)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2021 s'élèvent à 1 028 millions d'euros. Elles concernent principalement les immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que le *goodwill*. Compte tenu des effets d'impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2021 s'établit à 773 millions d'euros.

Les tests de perte de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 14.4.

10.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2021

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2021 s'élèvent à 1 028 millions d'euros et concernent principalement :

- des actifs concernés par la sortie de la production thermique à base de charbon annoncée par le Groupe en 2021, notamment au Brésil (228 millions d'euros) ;
- des actifs concernés par la revue stratégique des Solutions Clients annoncée par le Groupe en 2020, en France (90 millions d'euros), en Afrique (73 millions d'euros) et en Asie (33 millions d'euros) ;
- des actifs ayant fait l'objet de révisions de perspectives moyen et long terme ou ayant rencontré des difficultés opérationnelles, notamment des actifs de productions d'énergies renouvelables en Amérique latine (221 millions d'euros) et des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Asie (90 millions d'euros) ;
- d'autres actifs de production ou de support pour des montants moins significatifs pris individuellement.

10.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2020

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2020 s'élevaient à 3 502 millions d'euros et portaient essentiellement sur les éléments suivants :

- ***Goodwill* de l'UGT Nucléaire** (2 145 millions d'euros) et **actifs nucléaires en Belgique** (715 millions d'euros)

  Le Groupe a considéré que les annonces faites par le Gouvernement belge durant l'automne 2020, conjuguées aux échanges intervenus depuis, ne permettaient plus de réunir les conditions nécessaires au maintien d'une hypothèse de prolongation de 20 ans, au-delà de 2025, de la moitié de son parc d'unités de seconde génération.

  Les pertes de valeur constatées sur l'exercice tiennent compte de ce changement majeur d'hypothèse industrielle, du niveau des prix *forward* observés sur le second semestre 2020 ainsi que de la mise à jour du scénario de prix de long terme du Groupe au regard des dernières prévisions en matière de demande, de prix du CO_2 et d'évolution du mix énergétique.

- **Autres pertes de valeur**

  Les autres pertes de valeur comptabilisées par le Groupe portent principalement sur :
  - un investissement dans un actif de production gazière en Algérie (123 millions d'euros) ;
  - des actifs de production d'électricité d'origine thermique au Moyen-Orient (115 millions d'euros) ;
  - d'autres actifs de production thermique ou renouvelable au Mexique (70 millions d'euros), en Amérique du Nord (69 millions d'euros) et au Brésil (64 millions d'euros).

10.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 204 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 257 millions d'euros au 31 décembre 2020) comprennent essentiellement, en 2021 et 2020, des coûts liés à des plans de réduction d'effectifs et d'adaptation au contexte économique, à des arrêts ou cessions d'exploitation, à la fermeture ou restructuration de certains sites et divers autres coûts de restructurations.

10.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2021, les effets de périmètre s'élèvent à 1 107 millions d'euros et comprennent principalement :

- un résultat de 628 millions d'euros relatif à la cession partielle de la participation du Groupe dans Gaztransport et Technigaz (GTT) à hauteur de 10% pour 151 millions d'euros et à la revalorisation des 30% restants pour 478 millions d'euros ;
- un résultat de 347 millions d'euros correspondant au complément de prix sur la cession de 29,9% de la participation du Groupe dans la société SUEZ ;
- 113 millions d'euros de variation positive de la juste valeur de l'*earn-out* lié à la cession des activités GNL à TOTAL en 2018 ;
- un résultat de 56 millions d'euros relatif à diverses cessions dont EPS (83 millions d'euros), la cession partielle de la société Georgetown Energy Partners Holding LLC aux États-Unis (44 millions d'euros) et dans un actif de production d'électricité thermique en Grèce (-28 millions d'euros) ; et
- la variation de valeur du dérivé incorporé de l'obligation échangeable en actions GTT (-48 millions d'euros).

Au 31 décembre 2020, les effets de périmètre s'élevaient à 1 641 millions d'euros et comprenaient principalement :

- un résultat de 1 735 millions d'euros relatif à la cession de la plus grande partie de la participation d'ENGIE dans la société SUEZ ;
- un résultat de 95 millions d'euros relatif à la cession des participations du Groupe dans les sociétés Astoria 1 et 2 aux États-Unis, partiellement compensés par :
  - 62 millions d'euros de perte encourue dans le cadre de la cession de la société Multitech au Canada, et
  - 51 millions d'euros de variation négative de la juste valeur de l'*earn-out* lié à la cession des activités GNL à TOTAL en 2018.

10.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2021, d'un montant total de -69 millions d'euros, comprennent essentiellement des mises au rebut et des cessions d'actifs corporels.

Au 31 décembre 2020, les autres éléments non récurrents d'un montant total de -879 millions d'euros, comprenaient essentiellement, outre les impacts de la révision de provisions pour démantèlement et réhabilitation de sites industriels, les effets de l'extension, au reste de ses positions gaz en Europe, du mode de gestion en *trading* initié par la BU GEM en 2017 pour un montant de -726 millions d'euros.

NOTE 11 Résultat financier

En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2021	Charges	Produits	31 déc. 2020 (1)
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(943)	-	(943)	(876)	-	(876)
Coût des dettes de location	(35)	-	(35)	(40)	-	(40)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(6)	-	(6)	(21)	-	(21)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(2)	-	(2)	-	-	-
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	63	63	-	46	46
Coûts d'emprunts capitalisés	70	-	70	103	-	103
Coût de la dette	**(916)**	**63**	**(852)**	**(834)**	**46**	**(788)**
Soultes décaissées lors du débouclage de swaps	(73)	-	(73)	(44)	-	(44)
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	73	73	-	31	31
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	-	-	-	(16)	-	(16)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	**(73)**	**73**	**-**	**(60)**	**31**	**(29)**
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(63)	-	(63)	(87)	-	(87)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(630)	-	(630)	(614)	-	(614)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(152)	-	(152)	(158)	-	(158)
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(16)	329	313	(96)	70	(26)
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	-	125	125	-	176	176
Autres	(213)	121	(92)	(318)	209	(108)
Autres produits et charges financiers	**(1 073)**	**575**	**(498)**	**(1 273)**	**456**	**(818)**
RÉSULTAT FINANCIER	**(2 061)**	**711**	**(1 350)**	**(2 168)**	**533**	**(1 634)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Le coût de la dette nette est en hausse par rapport au 31 décembre 2020 en raison notamment de la hausse des taux au Brésil.

Le résultat des instruments de dette et de capitaux propres d'un montant de 313 millions d'euros comprend principalement la variation de juste valeur positive des OPCVM détenus par Synatom pour 291 millions d'euros (voir Note 20.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations et de gestion des matières fissiles irradiées" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ainsi que la variation de la juste valeur de la participation résiduelle dans Suez pour 42 millions d'euros, (voir Note 17.1.1.1 "Instruments de capitaux propres à la juste valeur" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

En 2021, le coût moyen de la dette après impact des dérivés s'est élevé à 2,63% contre 2,38% au 31 décembre 2020.

NOTE 12 Impôts

Principes comptables

Le Groupe calcule ses impôts sur le résultat conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un *goodwill* dont la perte de valeur n'est pas déductible ou par la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable à la date de transaction. Par ailleurs, un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que s'il est probable qu'un bénéfice imposable, sur lequel les différences temporelles déductibles pourront être imputées, sera disponible.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les soldes d'impôts différés sont déterminés sur la base de la situation fiscale de chaque société ou du résultat d'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre d'intégration fiscale considéré et sont présentés à l'actif ou au passif de l'état de la situation financière pour leur position nette par entité fiscale.

Les impôts différés sont revus à chaque arrêté pour tenir compte notamment des incidences des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles.

Les actifs et passifs d'impôt différé ne sont pas actualisés.

Les effets d'impôt relatifs aux coupons versés sur les titres super-subordonnés à durée indéterminée sont présentés en résultat.

12.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

12.1.1 Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 1 695 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 666 millions d'euros en 2020). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Impôt exigible	(740)	(765)
Impôt différé	(955)	99
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**(1 695)**	**(666)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

12.1.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt comptabilisée

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique du Groupe et la charge d'impôt effectivement comptabilisée est présentée dans le tableau suivant :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 [1]
Résultat net	**3 758**	**(893)**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	784	316
Résultat après impôt des activités non poursuivies	80	(151)
Impôt sur les bénéfices	(1 695)	(666)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**4 588**	**(392)**
Dont sociétés françaises intégrées	*5 604*	*1 538*
Dont sociétés étrangères intégrées	*(1 016)*	*(1 930)*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	28,4%	32,0%
Produit/(charge) d'impôt théorique (C) = (A) X (B)	**(1 303)**	**125**
Éléments de passage entre le produit/(charge) d'impôt théorique et la charge d'impôt inscrite au compte de résultat		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable pour la société mère et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions françaises et étrangères	38	(124)
Différences permanentes [2]	(30)	(580)
Éléments taxés à taux réduit ou nul [3]	300	573
Compléments d'impôt [4]	(230)	(388)
Effet de la non reconnaissance d'actifs d'impôt différé sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles [5]	(958)	(596)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus [6]	510	263
Effet des changements de taux d'impôt [7]	(17)	(103)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt [8]	185	108
Autres [9]	(189)	56
Charge d'impôt inscrite au compte de résultat	**(1 695)**	**(666)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées et la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides

(3) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit dans certaines juridictions fiscales, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités, les pertes de valeur et moins-values non déductibles sur les titres de participation, ainsi que l'effet des résultats non taxés des réévaluations des intérêts précédemment détenus (ou conservés) dans le cadre des acquisitions et changements de méthode de consolidation

(4) Comprend notamment les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, la quote-part de frais et charges sur les dividendes, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés

(5) Comprend (i) l'effet de la non-reconnaissance des différences temporelles fiscales actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives bénéficiaires suffisantes et (ii) l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur les immobilisations

(6) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales

(7) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé au Royaume-Uni, en France et en Argentine pour 2021 et en France et au Royaume-Uni pour 2020

(8) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux, les crédits d'impôt en France et autres réductions d'impôt

(9) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur

12.1.3 Analyse par catégorie de différence temporelle du produit/de la charge d'impôt différé du compte de résultat

	Impacts résultat	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	(178)	(203)
Engagements de retraite et assimilés	(218)	(78)
Provisions non déductibles	(56)	222
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	174	276
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	6 542	488
Autres	222	(40)
Total	**6 485**	**666**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(498)	2
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	(7 148)	(437)
Autres	183	(146)
Total	**(7 463)**	**(581)**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**(977)**	**85**
Dont activités poursuivies	*(955)*	*99*

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

12.2 Produits et charges d'impôt différé comptabilisés en "Autres éléments du résultat global"

Les produits et charges d'impôt différé comptabilisés en "Autres éléments du résultat global", ventilés par composantes, sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Instruments de capitaux propres et de dettes	1	(10)
Écarts actuariels	(447)	400
Couverture d'investissement net	55	(27)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(1 370)	(127)
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	(19)	17
Total hors quote-part des entreprises mises en équivalence & activités non poursuivies	**(1 779)**	**254**
Quote-part des entreprises mises en équivalence	(50)	116
Activités non poursuivies	(13)	(1)
TOTAL	**(1 843)**	**369**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

12.3 Impôts différés dans l'état de la situation financière

12.3.1 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de la situation financière, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé, se ventile de la manière suivante :

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2020	**880**	**(4 416)**	**(3 536)**
Effet du résultat de la période	6 484	(7 463)	(979)
Effet des autres éléments du résultat global	(286)	(1 511)	(1 797)
Effet de périmètre	(8)	42	34
Effet de change	59	(125)	(66)
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(250)	219	(30)
Autres effets	309	(491)	(183)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(6 007)	6 007	-
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**1 181**	**(7 738)**	**(6 557)**

12.3.2 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés présentée dans l'état de la situation financière (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé)

Principes comptables

Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Cette probabilité de bénéfices imposables futurs est estimée en prenant en considération l'existence de différences temporelles imposables relevant de la même entité fiscale et se reversant sur les mêmes échéances vis-à-vis de la même autorité fiscale, ainsi que les estimations de profits taxables futurs. Ces prévisions de profits taxables et les consommations de reports déficitaires en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat sur une période de projections fiscales de six années telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier, ainsi qu'à partir de projections complémentaires lorsque nécessaire.

	Position de clôture	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 299	1 769
Engagements de retraite	1 501	2 061
Provisions non déductibles	388	435
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 440	955
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	8 968	2 148
Autres	523	442
TOTAL	**14 119**	**7 810**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(9 345)	(8 528)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	(10 643)	(2 067)
Autres	(687)	(752)
TOTAL	**(20 675)**	**(11 346)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(6 557)**	**(3 536)**

12.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2021, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 4 642 millions d'euros (contre 4 061 millions d'euros au 31 décembre 2020). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique, au Luxembourg et aux Pays-Bas). Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu entièrement ou partiellement à la comptabilisation d'actifs d'impôt différé faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de la situation financière s'élève à 1 097 millions d'euros en 2021 contre 823 millions d'euros en 2020.

NOTE 13 Résultat par action

Principes comptables

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de l'exercice attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant l'exercice. Le nombre moyen d'actions en circulation au cours de l'exercice est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Pour le calcul du résultat dilué, ce nombre, ainsi que le résultat de base par action, est modifié pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions ordinaires potentiellement dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément aux dispositions d'IAS 33 *Résultat par action*, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés (voir Note 19.2.1 "Émission de titres super-subordonnés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les plans d'actions de performance en titres ENGIE.

	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Numérateur *(en millions d'euros)*		
Résultat net part du Groupe	**3 661**	**(1 536)**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies	*3 582*	*(1 384)*
Rémunération des titres super-subordonnés	(121)	(187)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**3 540**	**(1 723)**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*3 461*	*(1 571)*
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	**3 540**	**(1 723)**
Résultat net récurrent part du Groupe	**3 158**	**1 703**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies	*2 927*	*1 725*
Rémunération des titres super-subordonnés	(121)	(187)
Résultat net récurrent part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**3 037**	**1 516**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*2 806*	*1 538*
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net récurrent part du Groupe dilué	**3 037**	**1 516**
Dénominateur *(en millions d'actions)*		
Nombre moyen d'actions en circulation	**2 419**	**2 416**
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	12	11
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 431**	**2 427**
Résultat par action *(en euros)*		
Résultat net part du Groupe par action	**1,46**	**(0,71)**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action	*1,43*	*(0,65)*
Résultat net part du Groupe par action dilué	**1,46**	**(0,71)**
Dont Résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action	*1,42*	*(0,65)*
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**1,26**	**0,63**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies, par action	*1,16*	*0,64*
Résultat net récurrent part du Groupe par action dilué	**1,25**	**0,62**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action	*1,15*	*0,63*

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

NOTE 14

Principes comptables

Lors d'un regroupement d'entreprises le *goodwill* est calculé par différence entre :

- d'une part la somme de :
  - la contrepartie transférée,
  - le montant des intérêts minoritaires dans l'entreprise acquise, et
  - dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- et d'autre part la juste valeur nette des actifs acquis et des passifs repris identifiables. Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management à la date d'acquisition.

Le montant du *goodwill* reconnu lors de la prise de contrôle ne peut plus être ajusté après la fin de la période d'évaluation de 12 mois.

Les *goodwill* relatifs aux participations dans les entreprises associées sont compris dans la valeur des participations dans les entreprises mises en équivalence.

Risque de perte de valeur

Les *goodwill* ne sont pas amortis mais font l'objet, conformément à IAS 36, de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur. Ces *goodwill* sont testés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Il y a perte de valeur du *goodwill* si la valeur nette comptable de l'UGT (ou groupe d'UGT) à laquelle le *goodwill* est affecté est supérieure à sa valeur recouvrable. Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 14.4.

Les pertes de valeur relatives aux *goodwill* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat.

Indices de perte de valeur sur un *goodwill*

Les principaux indices de perte de valeur retenus par le Groupe sont :

- au titre des indices externes :
  - sur la période, la valeur de marché d'un actif a diminué de façon plus importante que du seul effet attendu du passage du temps ou de l'utilisation normale de l'actif,
  - d'importants changements, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement technologique, économique ou juridique ou du marché dans lequel l'entité opère ou dans le marché auquel l'actif est dévolu,
  - les taux d'intérêt du marché ou d'autres taux de rendement du marché ont augmenté durant la période et il est probable que ces augmentations affecteront le taux d'actualisation utilisé dans le calcul de la valeur d'utilité d'un actif et diminueront de façon significative la valeur recouvrable de l'actif,
  - la valeur comptable de l'actif net de l'entité est supérieure à sa capitalisation boursière ;
- au titre des indices internes :
  - il existe un indice d'obsolescence ou de dégradation physique d'un actif ;
  - des changements importants, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou sont susceptibles de survenir dans un proche avenir, dans le degré ou le mode d'utilisation d'un actif tel qu'il est utilisé ou que l'on s'attend à l'utiliser. Ces changements incluent la mise hors service de l'actif, les plans d'abandon ou de restructuration du secteur d'activité auquel un actif appartient et les plans de sortie d'un actif avant la date précédemment retenue, et la réestimation de la durée d'utilité d'un actif comme déterminée plutôt qu'indéterminée ;
  - des données internes montrent que la performance économique d'un actif est ou sera moins bonne que celle attendue.

14.1 Évolution de l'organisation du Groupe

À compter du 1er février 2021, le Groupe est organisé autour de quatre grandes activités stratégiques ou *Global Business Units* (GBU) : Renouvelables, Infrastructures, Production Thermique et Fourniture d'Énergie, ainsi que *Energy Solutions* (voir Note 7.1 "Réorganisation d'ENGIE et modification de l'information sectorielle" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Dans le contexte de cette réorganisation, le Groupe a modifié son information sectorielle au sens d'IFRS 8 – *Secteurs opérationnels* et a procédé en conséquence à une réallocation des *goodwill* des anciennes BUs géographiques vers les nouveaux secteurs opérationnels conformément à IAS 36 – *Dépréciations d'actifs*.

Parmi les 25 BU qui constituaient les secteurs opérationnels dans la précédente organisation :

- 13 BU étaient mono-métier : leurs *goodwill*, qui s'élevaient à 9,2 milliards d'euros au 1er janvier 2021 (environ 60% des *goodwill* du Groupe), ont été alloués directement aux nouveaux secteurs correspondant aux métiers concernés ;
- 12 BU étaient multi-métiers : leurs *goodwill*, qui représentaient 6,7 milliards d'euros, ont fait l'objet d'une répartition par secteur.

La réallocation des *goodwill* au niveau des secteurs au 1er janvier 2021 se présente comme suit. :

			Solutions Clients						
En milliards d'euros	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Thermique	Fourniture d'énergie	Nucléaire	Autres	Goodwill 1er janv. 2021
France hors infrastructures									
France Renouvelables									1,2
ENGIE Solutions France									1,5
France *BtoC*									1,0
Infrastructures France									
GRDF									4,0
GRTgaz									0,6
Autres									0,4
Reste de l'Europe									
Benelux									1,3
Génération Europe									0,5
Nucléaire									0,8
Royaume-Uni									1,0
Europe Nord/Sud/'Est									0,9
Amérique latine									**0,7**
États-Unis & Canada									**0,7**
Moyen-Orient, Asie & Afrique									**0,7**
Autres									**0,7**
dont GTT									*0,2*
GOODWILL 1ER JANV. 2021	**2,1**	**5,3**	**1,4**	**2,9**	**1,1**	**1,8**	**0,8**	**0,5**	**15,9**
						Total mono-métiers			9,2
						Total multi-métiers			6,7

Compte tenu des marges de valeur existantes, cette réallocation des *goodwill* n'a pas entrainé de perte de valeur initiale.

14.2 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur nette
Au 31 décembre 2020	**15 943**
Pertes de valeur	(107)
Variations de périmètre et Autres	(3 249)
Écarts de conversion	214
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**12 799**

Les variations de la période proviennent principalement du classement des activités des entités du périmètre EQUANS, ainsi que de la société Endel et ses principales filiales, en tant qu'"Actifs destinés à être cédés", des pertes de valeurs constatées sur des géographies ou activités non stratégiques en Amérique du Sud et en Afrique, compensée dans une moindre mesure par les différentes acquisitions réalisées au cours de l'exercice (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

14.3 Informations sur les *goodwill*

Pour les besoins des tests de dépréciation, les *goodwill* sont alloués aux secteurs opérationnels, qui représentent le niveau le plus bas auquel ils sont suivis pour des besoins de gestion interne.

Le tableau ci-dessous présente le montant des *goodwill* au 31 décembre 2021 :

En millions d'euros	31 déc. 2021
Infrastructures	5 288
Renouvelables	2 132
Fourniture d'énergie	1 818
Energy Solutions	1 302
Thermique	1 139
Nucléaire	797
Autres	324
TOTAL	**12 799**

14.4 Tests de pertes de valeur des *goodwill*

Tous les *goodwill* font l'objet d'un test de perte de valeur sur la base des données à fin juin, complétés par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des *goodwill* est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2022 et du plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2025-2040 lesquelles ont été approuvées en novembre 2021 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide ("prix *forward*") concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de forte volatilité des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO_2 sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019 et en juillet 2021. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

14.4.1 Renouvelables

Le *goodwill* s'élève à 2 132 millions d'euros au 31 décembre 2021. Renouvelables regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer et la géothermie principalement. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.

La détermination de la valeur terminale pour le calcul de la valeur d'utilité a été réalisée pour les activités hydrauliques en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, les hypothèses de renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution des prix de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

La valeur d'utilité de la Compagnie Nationale du Rhône et de la SHEM tient compte d'hypothèses portant notamment sur la prolongation ou la remise en appel d'offres des concessions, ainsi que sur les modalités d'une éventuelle prolongation.

Les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions comprennent un certain nombre d'hypothèses concernant les conditions économiques et régulatoires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissement à réaliser, etc.) durant cette période.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 4,5% et 10% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 euros/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique, en France, aurait un impact négatif de 0,5 milliard d'euros sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10 euros/MWh du prix de l'électricité aurait un effet positif de 0,5 milliard d'euros sur la valeur recouvrable.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés sur la production électrique d'origine hydraulique, en France, aurait un impact négatif de 0,2 milliard d'euros sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 0,2 milliard d'euros sur la valeur recouvrable.

14.4.2 Infrastructures

Cet ensemble englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili.

Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la transition énergétique et au verdissement des réseaux (biométhane, hydrogène, etc.).

Le *goodwill* s'élève à 5 288 millions d'euros au 31 décembre 2021.

La valorisation des activités en France découle principalement des projections de flux de trésorerie établies à partir des tarifs négociés avec le régulateur (CRE) et des valeurs terminales correspondant à la valeur attendue de la Base des Actifs Régulés (BAR). La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par les opérateurs. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisée au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Pour la valorisation des activités en France, le scénario mix énergétique à horizon 2050, retenu par le Groupe et décrit dans la note 20.3.1 "Démantèlements relatifs aux installations non nucléaire", n'entraînera pas de modification sensible de la BAR. En raison du rôle indispensable du gaz qui fournit une source stable d'approvisionnement en énergie, complémentaire aux sources d'énergie renouvelables intermittentes par nature, non pilotables et difficilement stockables, le Groupe considère que son réseau d'infrastructures gazières sera maintenu ou converti pour permettre l'acheminement des gaz verts (biométhane, hydrogène, etc.).

Le Groupe prévoit, pour y parvenir, un maintien du niveau actuel des investissements, et une entrée de l'hydrogène dans la régulation, scénario conforté par les différentes mesures présentées par la Commission européenne.

Les taux d'actualisation de l'ensemble de ces activités sont compris entre 4,5% et 8,5% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère régulé des activités infrastructures en France, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

14.4.3 *B*

Le *goodwill* s'élève à 1 302 millions d'euros au 31 décembre 2021. *Energy Solutions* englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie bas carbone (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone…) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable).

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie, en France, a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 2% par an.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des prix au-delà de l'horizon liquide.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 4,5% et 8,6% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités d'*Energy Solutions*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

14.4.4 Production Thermique

Le *goodwill* s'élève à 1 139 millions d'euros au 31 décembre 2021. Thermique regroupe l'ensemble des activités de production d'énergie centralisée à partir d'actifs thermiques, contractés ou non. Elle comprend l'exploitation de centrales utilisant principalement comme combustible le gaz ou le charbon ainsi que les centrales de stockage par pompage. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2022 et plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de trois ans sur la durée d'utilité des actifs sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution du prix du CO_2, des combustibles et de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 6% et 10% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 8% sur l'excédent de la valeur recouvrable des centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne par rapport à leur valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 8% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne aurait un impact négatif de 29% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 29% sur ce calcul.

14.4.5 Fourniture d'Énergie

Le *goodwill* s'élève à 1 818 millions d'euros au 31 décembre 2021. Cet ensemble regroupe les activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des principales activités de services et de commercialisation d'énergie en Europe a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 1,8% à 1,9% par an.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 7% et 9% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités de fourniture d'énergie, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

14.4.6 Nucléaire

Cet ensemble regroupe les activités de production d'électricité à partir du parc de centrales nucléaires du Groupe en Belgique ainsi que des droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin en France.

Le *goodwill* est de 797 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

Les prévisions de flux de trésorerie de ces activités reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution de la demande et des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre régulatoire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique et la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France). Enfin, le taux d'actualisation constitue également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de ces activités. Il s'établit à 7% pour l'exercice 2021, identique à celui de l'exercice 2020.

Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires
Production d'électricité d'origine nucléaire Belgique	Pour Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, projection des flux de trésorerie sur le reste de la durée légale de 50 ans. Pour les unités de seconde génération Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3, projection des flux de trésorerie sur la durée légale de 40 ans, sans hypothèse de prolongation.
Droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin	Projection des flux de trésorerie sur la durée résiduelle des contrats puis hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage.

Le principe et le calendrier de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40e année d'exploitation, énoncés dans la loi du 31 janvier 2003 sur "la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité" ont été réaffirmés dans la note de politique générale du gouvernement du 4 novembre 2020. Ce principe reste cependant toujours assorti de mécanismes d'analyse permettant de réapprécier cette décision en fonction de ses impacts sur la sécurité d'approvisionnement, le climat, les prix de l'énergie et la sécurité des installations qui font l'objet d'un monitoring. Si ce monitoring met en lumière un problème de sécurité d'approvisionnement, l'accord de gouvernement de 2020 prévoit la possibilité d'ajuster le calendrier légal pour une capacité pouvant aller jusqu'à 2 GW.

Depuis la clôture de l'exercice 2020, le Groupe considère que, notamment, les conditions opérationnelles pour la réalisation des travaux préalables à l'extension ne sont plus réunies pour retenir l'hypothèse d'une prolongation, au-delà de 2025, d'une partie du parc d'unités de seconde génération. Le monitoring dont il est question ci-dessus n'a toujours pas donné lieu à conclusions durant l'année 2021 et l'hypothèse d'un arrêt progressif, jusqu'en 2025, de l'ensemble des unités est demeurée inchangée pour le test de perte de valeur.

En France, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a autorisé le redémarrage de Tricastin 1 le 20 décembre 2019 après son arrêt pour quatrième visite décennale et a publié, le 3 décembre 2020, un projet de décision fixant les conditions de la poursuite du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans. La voie est ainsi ouverte à la confirmation d'une prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des réacteurs de la série des 900 MW à formaliser dans les prochaines années après fixation des conditions de poursuite de l'exploitation par l'agence de sûreté nucléaire et enquête publique. Le Groupe a donc tenu compte de la prolongation de 10 années des unités nucléaires de Tricastin et Chooz B, au-delà de leur quatrième visite décennale qui arrive à échéance respectivement en 2021 et 2039 et donc des droits de tirage du Groupe. Cette hypothèse de prolongation était déjà prise en compte les années passées.

Résultats du test de perte de valeur

Compte tenu des éléments décrits ci-avant, du niveau des prix *forward* observés sur l'exercice 2021 ainsi que de la mise à jour du scenario de prix de long terme du Groupe au regard des dernières prévisions en matière de demande, de prix du CO_2 et d'évolution du mix énergétique, aucune perte de valeur n'a été constatée sur l'exercice.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 euros/MWh sur l'ensemble de la production électrique d'origine nucléaire, au-delà de l'horizon *forward*, se traduirait par une perte de valeur de l'ordre de 0,2 milliard d'euros.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation ne se traduirait pas par une perte de valeur.

Une diminution de 5% du taux de disponibilité des centrales belges sur l'ensemble de leur horizon de production électrique d'origine nucléaire se traduirait par une perte de valeur de l'ordre de 0,1 milliard d'euros.

14.4.7 Autres

Le goodwill s'élève à 324 millions d'euros au 31 décembre 2021. Cet ensemble regroupe les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie, de fourniture *BtoB* en France d'Entreprises & Collectivités (E&C), ainsi que du *corporate* et des *holdings*.

Le secteur Autres présente, pour ses activités opérationnelles portant des *goodwill*, des marges importantes entre la valeur recouvrable et la valeur nette comptable au 31 décembre 2021.

NOTE 15 Immobilisations incorporelles

Principes comptables

Évaluation initiale

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût diminué du cumul des amortissements et éventuelles pertes de valeur.

Amortissement

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté en fonction du rythme attendu de la consommation des avantages économiques futurs de l'actif. Les amortissements sont calculés, essentiellement sur base du mode linéaire, en fonction des durées d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	**Minimum**	**Maximum**
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	3	20
AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	**1**	**50**

Certaines immobilisations incorporelles, dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de perte de valeur annuel.

Risque de perte de valeur

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur. Dans le cas des immobilisations incorporelles non amorties, les tests de perte de valeur sont réalisés annuellement

Indices de perte de valeur

Ce test de perte de valeur n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

Les principaux indices de perte de valeur externes et internes sont présentés en Note 14 "*Goodwill*".

Pertes de valeur

Les immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (actif isolé ou Unité Génératrice de Trésorerie – UGT) déterminé conformément aux prescriptions d'IAS 36. Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne une révision de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles ou incorporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Évaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, elles sont, le cas échéant, regroupées dans des UGT dont on pourra comparer les valeurs comptables et les valeurs recouvrables.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale. Des méthodes usuelles d'évaluation sont mises en œuvre pour lesquelles les principales hypothèses économiques retenues portent sur :

- les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire ;
- des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées ;
- des valeurs terminales cohérentes avec les données de marché disponibles propres aux segments opérationnels concernés et des taux de croissance liés aux valeurs terminales n'excédant pas les taux d'inflation.

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôts. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme requis par la norme IAS 36.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, la valeur recouvrable des actifs concernés est déterminée sur la base de leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture.

En cas de perte de valeur, celle-ci est inscrite sur la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat.

Droits incorporels sur contrats de concession

L'interprétation IFRIC 12 – *Accords de concession de services* traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

- le concédant contrôle ou régule le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ; et
- le concédant contrôle tout intérêt résiduel significatif de l'infrastructure au terme du contrat, par exemple il a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

Le modèle de l'actif incorporel selon IFRIC 12§17 s'applique si l'opérateur reçoit un droit (une licence) de faire payer les utilisateurs, ou le concédant, en fonction de l'utilisation faite du service public. Il n'existe pas de droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie, car ce droit dépend du niveau d'utilisation du service par les usagers.

Les infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles. C'est le cas des infrastructures de distribution de gaz en France. En effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GRDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Frais de recherche et développement

Les frais de recherche sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité.

15.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
Valeur brute				
Au 31 décembre 2020	**3 907**	**2 908**	**12 886**	**19 701**
Acquisitions [1]	197	-	1 032	1 228
Cessions	(3)	(125)	(115)	(242)
Écarts de conversion	(7)	-	127	120
Variations de périmètre	(38)	-	(631)	(669)
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	(195)	-	(578)	(773)
Autres variations	57	61	214	331
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**3 917**	**2 845**	**12 936**	**19 697**
Amortissements et pertes de valeur				
Au 31 décembre 2020	**(1 781)**	**(2 193)**	**(8 532)**	**(12 505)**
Dotations aux amortissements [2]	(129)	(65)	(860)	(1 053)
Pertes de valeur	(20)	-	(100)	(120)
Cessions	2	125	101	228
Écarts de conversion	1	-	(69)	(67)
Variations de périmètre	7	-	257	264
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	24	-	379	403
Autres variations	(26)	-	(35)	(62)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(1 921)**	**(2 133)**	**(8 860)**	**(12 913)**
Valeur nette comptable				
Au 31 décembre 2020	**2 126**	**716**	**4 354**	**7 196**
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**1 996**	**712**	**4 076**	**6 784**

(1) Dont 49 millions d'euros relatif aux immobilisations incorporelles d'EQUANS, classées comme "Activités non poursuivies" (voir Note 5 "Principales variations de périmètres" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Les dotations aux amortissements d'EQUANS sont comptabilisées au compte de résultat sur la ligne "Résultat net des activités non poursuivies" pour un montant de -49 millions d'euros au 31 décembre 2021

La diminution nette des immobilisations incorporelles s'explique essentiellement par :

- des dotations aux amortissements pour 1 053 millions d'euros ;
- du classement en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" pour -369 millions d'euros principalement liés au classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS en application de la norme IFRS 5 ;
- des effets de périmètre négatifs pour 406 millions d'euros principalement liés à la cession partielle de 10% de la participation du Groupe dans Gaztransport et Technigaz (GTT), société active dans le transport et le stockage du gaz liquéfié pour 357 millions d'euros ;
- des pertes de valeurs pour 120 millions d'euros ;

compensées partiellement par :

- des investissements sur la période pour 1 228 millions d'euros qui concernent principalement les immobilisations incorporelles en cours dans le secteur des infrastructures en France ;
- un effet positif des variations de change pour 53 millions d'euros dû principalement à l'appréciation du dollar américain (47 millions d'euros).

15.1.1 Pertes de valeur

Les pertes de valeurs nettes comptabilisées pour 120 millions d'euros au 31 décembre 2021 concernent principalement des logiciels d'ENGIE SA ainsi que sur des actifs incorporels dans les activités de solutions à l'énergie et des énergies renouvelables.

15.1.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou dans le cadre de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs sous-jacents. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 50 ans. À ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B et Tricastin (France), et de capacités de production virtuelle (VPP – *Virtual Power Plant*) en Italie.

15.1.3 Autres

Au 31 décembre 2021, ce poste comprend principalement 1 470 millions d'euros de logiciels et licences, 628 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 1 721 millions d'euros composés notamment d'actifs incorporels (portefeuille clients) acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés.

15.2 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques.

Les frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, s'élèvent à 159 millions d'euros pour l'exercice 2021, dont 25 millions d'euros de dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38).

NOTE 16 Immobilisations corporelles

Principes comptables

Évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique moins les amortissements cumulés et les pertes de valeur constatées.

La valeur comptable des immobilisations corporelles ne fait l'objet d'aucune réévaluation, le Groupe n'ayant pas choisi la méthode alternative permettant de réévaluer de façon régulière une ou plusieurs catégories d'immobilisations corporelles.

Les subventions pour investissements sont portées en déduction de la valeur brute des immobilisations au titre desquelles elles ont été reçues.

En application d'IAS 16, le coût de l'actif comprend, lors de sa comptabilisation initiale, les coûts de démantèlement et de remise en état de site dès lors qu'il existe à la date de début une obligation actuelle, légale ou implicite de démanteler ou de restaurer le site. Une provision est alors constatée en contrepartie d'un composant de l'actif au titre du démantèlement.

Les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction d'un actif qualifié sont incorporés dans son coût.

Contrats de location

Conformément à IFRS 16, le Groupe reconnait un droit d'utilisation à l'actif du bilan et une dette de location au titre des accords considérés comme des contrats de location dans lesquels il est preneur, à l'exception des contrats d'une durée initiale inférieure ou égale à 12 mois ("contrats de location à court terme"), ou de ceux dont l'actif sous-jacent est de faible valeur ("actifs de faible valeur"). Les paiements associés à ces contrats sont comptabilisés linéairement en charge dans le compte de résultat. Les contrats de location du Groupe concernent principalement des immeubles, des véhicules et des autres équipements.

L'actif relatif au droit d'utilisation est initialement évalué au coût, qui comprend le montant initial de la dette de location (ajusté pour les paiements de loyers réalisés à la date de début du contrat ou avant cette date) majoré, le cas échéant, des coûts directs initiaux engagés par le preneur, des coûts estimés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ainsi que les coûts liés à la restauration ou à la remise en état de l'actif ou du site où l'actif se trouve, moins, les éventuels avantages reçus liés à la location.

La dette de location est initialement évaluée à la valeur actuelle des loyers résiduels, actualisés au taux d'endettement marginal du preneur. Ce taux a été déterminé à partir du taux marginal d'emprunt du Groupe ajusté, conformément à la norme IFRS 16, pour tenir compte (i) de l'environnement économique des filiales, et en particulier de leur risque de crédit, (ii) de la devise dans laquelle les contrats ont été conclus et (iii) de la durée initiale du contrat (ou de la durée résiduelle de chaque contrat existant à la date de première application de la norme). La méthodologie utilisée pour calculer le taux d'emprunt marginal reflète l'échéancier de paiement des loyers (méthode de la duration).

La détermination de la durée du contrat, en ce compris l'appréciation du caractère raisonnable de l'exercice d'une option de prolongation ou du non exercice d'une option de résiliation, est effectuée au cas par cas. Cette analyse fait l'objet d'un nouvel examen si un événement ou un changement de circonstances important, sous le contrôle du preneur, se produit et est susceptible d'avoir une incidence sur cette évaluation. À noter que pour déterminer la période exécutoire d'un contrat, le Groupe retient une définition large de la notion de pénalités en tenant compte non seulement des pénalités contractuelles à proprement parler, mais aussi des coûts annexes induits par une éventuelle résiliation.

Gaz *coussin*

Le gaz "coussin", injecté dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz "utile" comptabilisé en stock (voir Note 25.2 "Stocks" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), il est enregistré en Autres immobilisations.

Amortissement

En application de l'approche par composants, le Groupe utilise des durées d'amortissement différenciées pour chacun des composants significatifs d'un même actif immobilisé dès lors que l'un de ces composants à une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.

Les amortissements sont calculés essentiellement selon un mode linéaire sur base des durées normales d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	**Minimum**	**Maximum**
Installations techniques		
• Stockage – Production – Transport – Distribution	5	60*
• Installation – Maintenance	3	10
• Aménagements hydrauliques	20	65
Autres immobilisations corporelles	2	33

* *Hors gaz coussin*

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minimales concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maximales s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et de stockage. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à "la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité", les centrales nucléaires sont, depuis l'exercice 2003, amorties de manière prospective sur 40 ans, à compter de leur date de mise en service, à l'exception de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre la durée du contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte des options de renouvellement des contrats s'il est raisonnablement certain que ces options seront exercées.

L'actif relatif au droit d'utilisation est amorti de manière linéaire sur la durée du contrat de location, sauf si le contrat transfère la propriété de l'actif sous-jacent au Groupe à la fin du contrat. Dans ce cas, il est amorti sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, laquelle est déterminée selon les mêmes principes que ceux des immobilisations corporelles mentionnés ci-dessus.

Risque de perte de valeur

Voir Note 15 "Immobilisations incorporelles" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Indices de perte de valeur

Voir Note 14 "*Goodwill*" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

16.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Construc-tions	Installa-tions techniques	Matériel de transport	Coûts de démantè-lement	Immobili-sations en cours	Droits d'utilisation	Autres	Total
Valeur brute									
Au 31 décembre 2020	**633**	**5 447**	**81 958**	**488**	**3 593**	**4 616**	**4 151**	**1 442**	**102 327**
Acquisitions/ Augmentations [1]	6	408	(6)	49	-	4 816	666	64	6 003
Cessions	(16)	(89)	(885)	(33)	(5)	(29)	(163)	(65)	(1 284)
Écarts de conversion	8	70	866	3	18	178	133	38	1 313
Variations de périmètre	70	1 102	1 258	(1)	3	(53)	(12)	(14)	2 353
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	(41)	(433)	(925)	(207)	(26)	100	(768)	(190)	(2 489)
Autres variations	(10)	(3 192)	8 265	4	86	(4 914)	(140)	33	133
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**650**	**3 312**	**90 530**	**304**	**3 669**	**4 715**	**3 867**	**1 308**	**108 355**
Amortissements et pertes de valeur									
Au 31 décembre 2020	**(99)**	**(3 090)**	**(43 444)**	**(341)**	**(2 973)**	**(309)**	**(1 256)**	**(928)**	**(52 439)**
Dotations aux amortissements [2]	(5)	(152)	(2 621)	(51)	(106)	-	(523)	(111)	(3 569)
Pertes de valeur	-	(14)	(537)	-	(37)	(205)	(57)	(6)	(857)
Cessions	12	82	853	30	5	24	160	58	1 223
Écarts de conversion	-	(16)	(307)	(2)	(9)	(9)	(30)	(15)	(388)
Variations de périmètre	(74)	(1 111)	(1 411)	-	(3)	7	4	10	(2 577)
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	5	302	603	140	25	(3)	337	154	1 562
Autres variations	16	2 150	(2 560)	4	(16)	107	80	(12)	(232)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(146)**	**(1 849)**	**(49 426)**	**(219)**	**(3 115)**	**(387)**	**(1 284)**	**(850)**	**(57 277)**
Valeur nette comptable									
Au 31 décembre 2020	**535**	**2 356**	**38 514**	**147**	**619**	**4 308**	**2 895**	**514**	**49 889**
Au 31 décembre 2021	**503**	**1 463**	**41 105**	**85**	**554**	**4 328**	**2 583**	**458**	**51 079**

(1) Dont 342 millions d'euros relatifs aux immobilisations corporelles d'EQUANS, classées comme "Activités non poursuivies" (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Les dotations aux amortissements d'EQUANS sont comptabilisés au compte de résultat sur la ligne "Résultat net des activités non poursuivies" pour un montant de 203 millions d'euros

En 2021, l'augmentation nette du poste "Immobilisations corporelles" s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 5 337 millions d'euros, notamment des constructions et des développements de champs éoliens et solaires (2 260 millions d'euros) principalement en France, aux États-Unis, en Amérique latine et en Inde ainsi que des extensions de réseaux de transport et de distribution dans les Infrastructures en France (1 747 millions d'euros)
- et des effets de change positifs de 925 millions d'euros provenant de l'appréciation du dollar américain (720 millions d'euros) et de la variation de la livre sterling (118 millions d'euros) ;

compensés par :

- des dotations aux amortissements pour un total de -3 569 millions d'euros ;
- le classement pour -927 millions d'euros en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" principalement lié aux activités d'EQUANS ;
- des pertes de valeurs sur immobilisations corporelles, pour -857 millions d'euros, portant essentiellement sur :
  - des fermes solaires et éoliennes en Amérique latine, en Chine et en France (-267 millions d'euros),
  - des centrales thermiques au Brésil (-235 millions d'euros),
  - des actifs thermiques en Australie, en France, aux États-Unis et à Oman (-234 millions d'euros),
  - les actifs de Cofely Endel, actif dans la maintenance industrielle et les services à l'énergie (-38 millions d'euros) ;
- des variations de périmètre pour -224 millions d'euros résultant principalement des cessions dans le secteur des énergies renouvelables en France, aux États-Unis, en Inde et aux Pays-Bas pour -114 millions d'euros, de la cession d'une centrale thermique au Brésil pour -35 millions d'euros, de la cession partielle de GTT pour -30 millions d'euros et d'une centrale thermique en Turquie pour -12 millions d'euros.

Des reclassements ont eu lieu entre Constructions et Installations techniques afin d'aligner la classification de ces actifs à leur nature sous-jacente.

16.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 1 373 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 1 749 millions d'euros au 31 décembre 2020.

La diminution nette porte principalement sur l'entité britannique First Hydro Ltd pour -593 millions d'euros provenant du remboursement des obligations garanties, à leur date d'échéance, pour lesquelles l'ensemble des actifs de First Hydro avait été mis en gage.

16.3 Engagements contractuels d'acquisition d'immobilisations corporelles

Dans le cadre normal de leurs activités, certaines sociétés du Groupe se sont engagées à acheter, et les tiers concernés à leur livrer, des installations techniques. Ces engagements portent principalement sur des commandes d'équipements et de matériel relatifs à des constructions d'unités de production d'énergie et à des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 2 360 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 2 212 millions d'euros au 31 décembre 2020.

L'augmentation nette porte principalement sur les constructions d'actifs renouvelables au Brésil pour 438 millions d'euros compensée par la diminution des engagements contractuels relatifs aux champs solaires en Inde pour 310 millions d'euros.

16.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de l'exercice incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 70 millions d'euros au titre de 2021 contre 103 millions d'euros au titre de 2020.

NOTE 17 Instruments financiers

17.1 Actifs financiers

Principes comptables

Conformément aux principes de la norme IFRS 9 – *Instruments financiers*, les actifs financiers sont comptabilisés et évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur par capitaux propres, soit à la juste valeur par résultat en fonction des deux critères suivants :

- un premier critère relatif aux caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de chaque instrument. L'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels vise à déterminer si ces flux sont "uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts sur le principal restant dû" (dit test "SPPI" ou *Solely Payments of Principal and Interest*) ;
- un second critère relatif au modèle économique utilisé par l'entreprise pour gérer ses actifs financiers. La norme IFRS 9 définit trois modèles économiques différents. Un premier modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, un deuxième modèle dont l'objectif économique est atteint à la fois par la perception de flux de trésorerie contractuels et par la vente d'actifs financiers et les "autres" modèles économiques.

L'identification du modèle économique et l'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels nécessitent du jugement pour s'assurer que les actifs financiers sont classés dans la catégorie appropriée.

Lorsque l'actif financier est un placement dans un instrument de capitaux propres, et qu'il n'est pas détenu à des fins de transaction, le Groupe peut faire le choix irrévocable de présenter les profits et pertes sur ce placement en autres éléments du résultat global.

À l'exception des créances commerciales, qui sont évaluées conformément à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15, les actifs financiers sont, lors de leur comptabilisation initiale, évalués à leur juste valeur majorée, dans le cas d'un actif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur par résultat, des coûts de transaction directement attribuables à leur acquisition.

Lors de chaque clôture, les actifs financiers évalués selon la méthode du coût amorti ou à la juste valeur par capitaux propres (recyclable) font l'objet d'un test de dépréciation basé sur la méthode d'estimation des pertes de crédit attendues.

Les actifs financiers comprennent également les instruments financiers dérivés qui sont conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 évalués à leur juste valeur.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre la part non courante et courante sont présentées dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2021			31 déc. 2020		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	17.1	10 949	2 495	13 444	9 009	2 583	11 592
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres		*2 344*	*-*	*2 344*	*1 197*	*-*	*1 197*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat		*483*	*-*	*483*	*471*	*-*	*471*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres		*2 157*	*104*	*2 261*	*1 795*	*111*	*1 906*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat		*1 794*	*395*	*2 189*	*1 404*	*432*	*1 836*
Prêts et créances au coût amorti		*4 171*	*1 996*	*6 167*	*4 141*	*2 041*	*6 182*
Créances commerciales et autres débiteurs	8.2	-	32 556	32 556	-	14 295	14 295
Actifs de contrats	8.2	34	8 344	8 377	26	7 738	7 764
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	13 890	13 890	-	12 980	12 980
Instruments financiers dérivés	17.4	25 616	19 373	44 989	2 996	8 069	11 065
TOTAL		**36 599**	**76 657**	**113 256**	**12 031**	**45 665**	**57 696**

17.1.1 Autres actifs financiers

17.1.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres (OCI)

La norme IFRS 9 permet de faire le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations de la juste valeur d'un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction. Ce choix se fait instrument par instrument (c'est-à-dire, titre par titre). Les montants présentés dans les autres éléments du résultat global ne doivent pas être transférés ultérieurement au résultat y compris les résultats de cessions. La norme autorise cependant à transférer le cumul des profits et des pertes à une autre composante des capitaux propres. Les dividendes de tels placements sont comptabilisés en résultat à moins que le dividende ne représente clairement la récupération d'une partie du coût d'investissement.

Les instruments de capitaux propres comptabilisés dans cette rubrique concernent principalement les participations dans des sociétés non contrôlées par le Groupe et pour lesquelles l'option de valorisation par capitaux propres a été retenue compte tenu de leur caractère stratégique et long terme.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition, majorée des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, pour les instruments cotés, la juste valeur est déterminée sur base du cours de bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou de flux de trésorerie et la valeur de l'actif net.

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat

Les instruments de capitaux propres qui sont détenus à des fins de transaction ou pour lesquels le Groupe n'a pas fait le choix d'une valorisation en juste valeur par les autres éléments du résultat global sont évalués à la juste valeur par le compte de résultat.

Cette catégorie inclut essentiellement des participations du Groupe dans des sociétés non contrôlées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition.

Aux dates de clôture, en ce qui concerne les instruments cotés et ceux non cotés, les mêmes règles d'évaluation que celles décrites ci-dessus s'appliquent.

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
Au 31 décembre 2020	**1 197**	**471**	**1 668**
Acquisitions	1 261	88	1 348
Cessions	(264)	(32)	(296)
Variations de juste valeur	140	(19)	121
Variations de périmètre, change et divers	11	(26)	(15)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**2 344**	**483**	**2 827**
Dividendes	34	14	49

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 1 750 millions d'euros d'instruments cotés et 1 077 millions d'euros d'instruments non cotés. Ils comprennent notamment la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG pour un montant de 564 millions d'euros, ainsi que la participation résiduelle du Groupe dans SUEZ pour 227 millions d'euros, apportée à l'OPA en janvier 2022 (voir Note 27 "Évènements postérieurs à la clôture" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

17.1.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers dont la détention s'inscrit dans un modèle économique mixte de collecte et vente et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et aux intérêts (dit "SPPI"), sont évalués à la juste valeur par OCI (recyclable). Ceci implique un modèle d'évaluation mixte par le compte de résultat pour les intérêts (au coût amorti en utilisant la méthode dite du taux d'intérêt effectif), les dépréciations et les gains ou pertes de change et par OCI (recyclable) pour les autres gains ou pertes.

Cette rubrique reprend essentiellement des titres obligataires.

Les gains ou pertes de valeur de ces instruments sont comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI), à l'exception des éléments suivants, qui sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Lorsque l'actif financier est décomptabilisé, le gain ou la perte cumulés qui était précédemment comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est reclassé des capitaux propres en compte de résultat.

Instruments de dette à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels ne sont pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (dit "SPPI") ou dont la détention s'inscrit dans un "autre" modèle économique sont évalués à leur juste valeur par le compte de résultat.

Les placements du Groupe dans des fonds du type OPCVM sont comptabilisés dans cette rubrique. Ils sont considérés comme des instruments de dette, au sens de la norme IAS 32 – *Instruments financiers : Présentation*, compte tenu de l'existence d'une obligation de rachat des parts chez l'émetteur, et ce, sur simple demande du détenteur. Ils sont évalués à la juste valeur par résultat car les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels ne répondent pas au test dit SPPI.

En millions d'euros	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par résultat	Total
Au 31 décembre 2020	**1 895**	**11**	**1 238**	**598**	**3 742**
Acquisitions	1 260	(10)	2 559	55	3 864
Cessions	(909)	6	(2 450)	(60)	(3 413)
Variations de juste valeur	14	-	243	3	260
Variations de périmètre, change et divers	-	(7)	3	-	(4)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**2 260**	**1**	**1 593**	**595**	**4 449**

Les instruments de dette à la juste valeur au 31 décembre 2021 comprennent essentiellement les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 3 806 millions d'euros (voir Note 20.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), et des instruments liquides venant en réduction de l'endettement financier net pour 596 millions d'euros (respectivement 3 086 millions d'euros et 608 millions d'euros au 31 décembre 2020).

17.1.1.3 Prêts et créances au coût amorti

Principes comptables

Les prêts et créances financières détenus par le Groupe dans le cadre d'un modèle économique consistant à détenir l'instrument afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs à son principal et à ses intérêts (dit test "SPPI"), sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les éléments suivants sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Le Groupe a conclu des contrats de services ou des contrats *take-or-pay* qui sont ou contiennent des contrats de location et dans lesquels le Groupe agit comme bailleur et ses clients comme preneurs. Ces contrats font l'objet d'une analyse selon les principes d'IFRS 16 afin de déterminer s'ils qualifient de contrats de location simple ou de contrats de location-financement. Si un contrat transfère au client, le preneur, la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif, ce contrat est considéré comme un contrat de location-financement et une créance financière est constatée pour refléter le financement accordé par le Groupe à son client.

Les dépôts de garantie provenant des contrats de location sont également présentés dans cette rubrique. Ils sont comptabilisés à leur valeur nominale.

Il convient de se reporter à la Note 18 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie.

	31 déc. 2021			31 déc. 2020		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées	2 267	195	2 462	2 527	148	2 675
Autres créances au coût amorti	240	1 537	1 777	205	1 740	1 944
Créances de concessions	1 200	123	1 324	853	51	904
Créances de location financement	463	141	604	557	101	658
TOTAL	**4 171**	**1 996**	**6 167**	**4 141**	**2 041**	**6 182**

Les prêts et créances au coût amorti comprennent notamment le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 pour un montant total de 987 millions d'euros (y compris intérêts capitalisés).

Les créances de concession s'élèvent à 1 324 millions d'euros au 31 décembre 2021. Elles concernent les concessions de transport d'électricité Novo Estado et Gralha Azul au Brésil, réseaux en cours de construction.

Les dépréciations et pertes de valeur attendues sur prêts et créances au coût amorti s'élèvent à 228 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 204 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti sont les suivants :

		Évaluation ultérieure à l'acquisition	
En millions d'euros	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur attendue
Au 31 décembre 2021	223	(15)	(7)
Au 31 décembre 2020 [(1)]	283	(48)	1

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Au 31 décembre 2021, comme au 31 décembre 2020, le Groupe n'a pas enregistré de variation significative des pertes de valeur attendues sur les prêts et créances au coût amorti.

Créances de location financement

Ces contrats relèvent de la norme IFRS 16. Il s'agit de contrats d'achat/vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement notamment au titre des centrales de cogénération destinées à Wapda et NTDC (Uch – Pakistan).

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Paiements minimaux non actualisés	713	760
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	11	11
Total investissement brut	**724**	**771**
Produits financiers non acquis	**56**	**62**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**668**	**709**
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	*660*	*700*
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*9*	*9*

Les paiements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Au cours de la 1re année	122	130
De la 2e à la 5e année comprise	351	379
Au-delà de la 5e année	240	251
TOTAL	**713**	**760**

17.1.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrat

Les créances commerciales et autres débiteurs ainsi que les actifs de contrat sont présentés dans la Note 8.2 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats".

17.1.3 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes comptables

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme facilement convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7.

Les découverts bancaires sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

Les différents éléments de trésorerie et d'équivalents de trésorerie font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" s'élève à 13 890 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 12 980 millions d'euros au 31 décembre 2020. Il est composé d'OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour (45%), de dépôts à terme à moins d'un mois (37%) et de dépôts à moins de trois mois et autres produits (18%).

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des "obligations vertes" (voir Section 5.3 "Obligations vertes") et non encore alloués à des projets éligibles.

Il comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 172 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 68 millions d'euros au 31 décembre 2020. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 62 millions d'euros de disponibilités réservées à la couverture du paiement d'engagements financiers dans le cadre de financements de projets de certaines filiales.

Le résultat enregistré sur le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" au 31 décembre 2021 s'établit à 54 millions d'euros contre 44 millions d'euros en 2020.

17.1.4 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2021, les encours d'actifs financiers transférés (ainsi que les risques auxquels le Groupe reste exposé post transfert de ces actifs) dans le cadre d'opérations conduisant, (i) soit à un maintien de tout ou partie de ces actifs dans l'état de la situation financière, (ii) soit à leur décomptabilisation totale tout en conservant une implication continue dans ces actifs financiers, sont non matériels au regard des agrégats du Groupe.

Le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé à des ventes réelles et sans recours d'actifs financiers dont l'encours au 31 décembre 2021 s'élève à 2 204 millions d'euros.

17.1.5 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 915	3 716

Ce poste est principalement constitué de la valeur comptable des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

17.2 Passifs financiers

Principes comptables

Les emprunts et autres passifs financiers sont évalués selon la méthode du coût amorti en utilisant le taux d'intérêt effectif de l'emprunt.

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont comptabilisés en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces éléments sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc comptabilisés en résultat sur la durée de vie de l'emprunt sur la base du coût amorti.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit "incorporé". En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante "dérivé incorporé", à hauteur de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé et une composante "passif financier" déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

Ultérieurement, la dette est comptabilisée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif tandis que le dérivé est évalué à la juste valeur et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en "Passifs au coût amorti" pour les dettes financières, les dettes fournisseurs et autres créanciers, et les autres passifs financiers ;
- en "Passifs évalués à la juste valeur par résultat" pour les instruments financiers dérivés et pour les passifs financiers désignés comme tels.

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2021 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2021			31 déc. 2020		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	17.3	30 458	10 590	41 048	30 092	7 846	37 939
Fournisseurs et autres créanciers	17.2	-	32 822	32 822	-	17 307	17 307
Passifs de contrats	8.2	68	2 671	2 739	39	4 315	4 354
Instruments financiers dérivés	17.4	24 228	22 702	46 931	3 789	9 336	13 125
Autres passifs financiers		108	-	108	77	-	77
TOTAL		**54 863**	**68 785**	**123 648**	**33 997**	**38 805**	**72 802**

17.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Fournisseurs	32 197	16 890
Dettes sur immobilisations	625	417
TOTAL	**32 822**	**17 307**

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

L'augmentation du solde des fournisseurs provient essentiellement de la hausse du prix des matières premières.

17.2.2 Passifs de contrat

Les passifs de contrat sont présentés dans la Note 8.2 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats".

17.3 Endettement financier net

17.3.1 Endettement financier net par nature

		31 déc. 2021			31 déc. 2020		
En millions d'euros		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	Emprunts obligataires	24 035	2 205	26 240	24 724	1 446	26 170
	Emprunts bancaires	3 829	1 977	5 806	3 136	986	4 123
	Titres négociables à court terme		4 962	4 962		4 024	4 024
	Dettes de location	1 709	334	2 043	1 892	494	2 386
	Autres emprunts [1]	885	613	1 498	340	594	935
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		499	499		301	301
	Total emprunts	**30 458**	**10 590**	**41 048**	**30 092**	**7 846**	**37 939**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net [2]	(251)	(1 369)	(1 621)	(210)	(1 878)	(2 088)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie		(13 890)	(13 890)		(12 980)	(12 980)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette [3]	(147)	(41)	(187)	(306)	(107)	(413)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**30 060**	**(4 710)**	**25 350**	**29 577**	**(7 119)**	**22 458**

(1) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur pour 227 millions d'euros, les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés au passif pour 269 millions d'euros et l'impact du coût amorti pour 99 millions d'euros (contre respectivement 396, 262 et 117 millions d'euros au 31 décembre 2020)

(2) Ce montant inclut notamment les actifs liés au financement pour 47 millions d'euros, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie pour 596 millions d'euros et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif pour 977 millions d'euros (contre respectivement 55, 609 et 1 424 millions d'euros au 31 décembre 2020)

(3) Il s'agit de la composante taux de la juste valeur des instruments dérivés rentrant dans une relation de couverture de juste valeur de la dette ; ainsi que des composantes change et intérêts courus non échus de la juste valeur de l'ensemble des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture

La juste valeur des emprunts (hors dettes de location) s'élève au 31 décembre 2021 à 41 131 millions d'euros pour une valeur comptable de 39 000 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 11 "Résultat financier".

17.3.2 Réconciliation entre l'endettement financier net et les flux issus des activités de financement

En millions d'euros		31 déc. 2020	Flux issus des activités de finan-cement	Flux issus des activités opérationnelles et d'investis-sement et variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	Variation de juste valeur	Écarts de conversion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2021
Emprunts	Emprunts obligataires	26 170	(679)	-	-	284	465	26 240
	Emprunts bancaires	4 123	1 558	-	-	128	(3)	5 806
	Titres négociables à court terme	4 024	852	-	-	87	-	4 962
	Dettes de location [1]	2 386	(560)	-	-	25	191	2 043
	Autres emprunts	935	834	-	8	(2)	(277)	1 498
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	301	289	-	-	(3)	(88)	499
	Total emprunts	**37 939**	**2 293**	**-**	**8**	**520**	**288**	**41 048**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net	(2 088)	464	-	3	-	-	(1 621)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	(12 980)	-	(1 304)	-	(217)	610	(13 890)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	(413)	(75)	-	279	21	1	(187)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**22 458**	**2 683**	**(1 304)**	**289**	**324**	**899**	**25 350**

(1) Dettes de location : le montant de -560 millions d'euros dans la colonne "Flux issus des activités de financement" correspond aux paiements de la dette de location hors intérêts (le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location s'élève à 594 millions d'euros dont 34 millions d'euros d'intérêts)

17.3.3 Description des principaux événements de la période

17.3.3.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement financier net

Au cours de l'année 2021, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de 324 millions d'euros, dont 292 millions d'euros sur le dollar américain.

Les variations de périmètre et autres (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une diminution nette de 1 320 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période, qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 1 845 millions d'euros, incluant notamment la cession de 10% de GTT, la cession d'une partie de la participation dans la société Georgetown Energy Partners Holding, LLC aux États-Unis, la cession d'une partie de la participation dans la société GRTgaz, ainsi que la cession de la participation du Groupe dans la société ENGIE EPS SA (voir Note 5.1 "Cessions réalisées au cours de l'exercice 2021" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- du classement en "Activités destinées à être cédées" des entités du secteur reportable EQUANS et de la société Endel et ses principales filiales, se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 475 millions d'euros (voir Note 5.2 "Actifs destinés à être cédés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- des acquisitions réalisées sur l'exercice, qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de près de 1 milliard d'euros (voir Note 5.3 "Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2021" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

17.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2021 :

ENGIE SA

- le 18 janvier 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 900 millions d'euros, portant un coupon de 6,38% ;
- le 11 février 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 226 millions de livres sterling (252 millions d'euros), portant un coupon de 6,13% ;
- le 2 juin 2021, ENGIE SA a procédé à l'émission d'une obligation remboursable en actions GTT de 290 millions d'euros, à échéance au 2 juin 2024, portant un coupon de 0% ;
- le 10 juin 2021, ENGIE SA a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement et reconnu en dette financière la tranche de 363 millions d'euros de titres super-subordonnés (soit un montant total de 379 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres, portant un coupon de 4,75%. La dette a été remboursée le 10 juillet 2021 (voir Note 19.2.1 "Émission de titres super-subordonnées" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;

- le 1er septembre 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt bancaire de 400 millions d'euros, portant un coupon EURIBOR 12 mois plus une marge de 0,47% ;
- le 26 octobre 2021, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire verte d'un montant total de 1,5 milliard d'euros :
  - une tranche de 750 millions d'euros, portant un coupon de 0,375% et arrivant à échéance en octobre 2029 ;
  - une tranche de 750 millions d'euros, portant un coupon de 1% et arrivant à échéance en octobre 2036 ;
- le 23 novembre 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt bancaire de 100 millions d'euros, portant un coupon EURIBOR 6 mois plus une marge de 0,61% ;
- le 13 décembre 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement anticipé d'un emprunt obligataire de 750 millions d'euros, portant un coupon de 0,5% ;
- le 23 décembre 2021, ENGIE SA a procédé au tirage d'un emprunt de 253 millions d'euros, à échéance décembre 2031, portant un coupon de 0,42%.

Autres entités du Groupe

- au cours de l'année 2021, ENGIE Brasil Energia a procédé au tirage de plusieurs emprunts bancaires pour un montant total de 1 007 millions de real brésiliens (153 millions d'euros) et arrivant à échéance en mars 2044 ;
- au cours de l'année 2021, ENGIE Brasil Energia a procédé au tirage de plusieurs emprunts bancaires pour un montant total de 1 770 millions de real brésiliens (293 millions d'euros) et arrivant à échéance en mai 2044 ;
- le 1er juin 2021, ENGIE Energia Perù SA a souscrit à trois emprunts bancaires d'un montant total de 150 millions de dollars américains (127 millions d'euros) et arrivant à échéance en juin 2022 ;
- le 5 octobre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a souscrit à un emprunt bancaire de 50 millions d'euros, arrivant à échéance en avril 2024 ;
- le 5 octobre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a souscrit à un emprunt bancaire de 300 millions d'euros, arrivant à échéance en octobre 2022 ;
- le 22 décembre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a souscrit à un emprunt bancaire de 300 millions d'euros, arrivant à échéance en juin 2022 ;
- les 6, 10, 15 et 17 décembre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a procédé au tirage de quatre emprunts bancaires pour un montant total de 625 millions d'euros, et arrivant à échéance en janvier 2022.

17.4 Instruments financiers dérivés

Principes comptables

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de référence externe, une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré sera utilisée.

La variation de juste valeur des instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières (voir Note 18 "Risques liés aux instruments financiers" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

Les instruments financiers dérivés couvrent les contrats de type *swaps, options, futures, swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites "normales" et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IFRS 9. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est conclu et maintenu en vue de la réception ou la livraison physique des matières premières, selon les besoins prévus par le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

En complément, il convient de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats similaires et que ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité et de gaz offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IFRS 9. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

Dérivés incorporés

Au niveau du Groupe, les principaux contrats susceptibles de contenir des dérivés dits "incorporés" sont les contrats contenant des clauses ou options pouvant affecter le prix, le volume ou la maturité du contrat. Il s'agit en particulier des contrats d'achat ou de vente d'actifs non financiers dont le prix est susceptible d'être révisé en fonction d'un index, du cours d'une monnaie étrangère ou du prix d'un autre actif que celui sous-jacent au contrat.

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat hybride comprenant également un contrat hôte non dérivé, qui a pour effet de faire varier certains des flux de trésorerie de l'instrument composé d'une manière similaire à un dérivé autonome.

Lorsqu'un contrat hybride comporte un contrat hôte qui est un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le Groupe applique les principes de présentation et d'évaluation décrit au paragraphe 18.1. à l'intégralité du contrat hybride.

À l'inverse, lorsque le contrat hybride comporte un contrat hôte qui n'est pas un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le dérivé incorporé doit être séparé du contrat hôte et être comptabilisé en tant que dérivé si et seulement si :

- les caractéristiques économiques et les risques que présente le dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques que présente le contrat hôte ;
- un instrument autonome qui comporterait les mêmes conditions que le dérivé incorporé entrerait dans la définition d'un dérivé ; et
- le contrat hybride n'est pas évalué à la juste valeur avec comptabilisation des variations de la juste valeur en résultat net (c'est-à-dire qu'un dérivé qui est incorporé dans un passif financier à la juste valeur par le biais du résultat net n'est pas séparé).

Lorsqu'un dérivé incorporé à un contrat hôte est séparé, il est évalué dans l'état de la situation financière à la juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat (lorsque le dérivé incorporé n'est pas documenté dans une relation de couverture).

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés dans l'état de la situation financière à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de (i) couverture de juste valeur d'un actif ou passif, (ii) couverture de flux de trésorerie ou (iii) couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

Couverture de juste valeur

Une couverture de juste valeur permet de se prémunir contre le risque provenant des variations de juste valeur d'actifs, de passifs, tels que prêts et emprunts à taux fixe ou d'actifs, de passifs ou d'engagements fermes en devises étrangères.

Les variations de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées en résultat de la période. De manière symétrique, l'élément couvert est réévalué au titre du risque couvert par le résultat de la période même si l'élément couvert est normalement dans une catégorie dans laquelle les variations de juste valeur sont comptabilisées en autres éléments du résultat global. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits dans l'état de la situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de la situation financière, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf si l'entité s'attend à ce que la transaction prévue ne se réalise pas : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

De façon similaire à la couverture de flux de trésorerie, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace attribuable au risque de change couvert et en résultat pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont repris en résultat à la date de liquidation ou de cession de l'investissement net.

Instruments dérivés de couverture : identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture.

La démonstration de l'efficacité des couvertures est conduite de façon prospective et rétrospective. Elle est établie par recours à différentes méthodologies, principalement fondées sur la comparaison entre variations de juste valeur ou de flux de trésorerie sur l'élément couvert et sur l'instrument de couverture. Le Groupe retient également les méthodes fondées sur les analyses de corrélation statistique entre historiques de prix.

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

Il s'agit notamment des instruments financiers dérivés correspondant à des couvertures économiques mais qui n'ont pas été ou ne sont plus documentés dans des relations de couverture comptable.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'a pas été (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur successives sont comptabilisées directement en résultat de la période, au sein (i) du résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers et (ii) du résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés dans l'état de la situation financière en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois et en non courant pour les autres.

Évaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Les modèles utilisés pour évaluer ces instruments intègrent des hypothèses basées sur des données de marché :

- la juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- la juste valeur des contrats de change à terme et des *swaps* de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;
- la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*) et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;
- dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

Ces instruments sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur, sauf dans le cas où leur évaluation dépend significativement de paramètres non observables. Dans ce dernier cas, ils sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur. Il s'agit le plus souvent d'instruments financiers dérivés dont la maturité excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou dont certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

Sauf cas d'accord de collatéralisation ou autres accords de compensation, le risque de contrepartie est incorporé dans la juste valeur des instruments dérivés actifs et passifs. Il est calculé selon la méthode dite des "pertes attendues" ("*Expected loss*") et tient compte de l'exposition au risque de défaut, de la probabilité de défaut ainsi que du taux de perte en cas de défaut. La probabilité de défaut est déterminée sur la base des notations de crédit ("*credit rating*") attribuées à chaque contrepartie (approche dite "des probabilités historiques").

Compensation des actifs et passifs financiers dans l'état de la situation financière

Les actifs et passifs financiers font l'objet d'une présentation nette dans l'état de la situation financière lorsque les critères de compensation de la norme IAS 32 sont remplis. La compensation porte sur des instruments conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge). En particulier, la compensation des actifs et passifs dérivés relatifs à des matières premières est réalisée pour des transactions conclues avec une même contrepartie, dans la même devise, par type de matière première et point de livraison et ayant des maturités identiques.

Les instruments financiers dérivés à l'actif et au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

	31 déc. 2021						31 déc. 2020					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	370	130	501	224	89	313	619	147	766	313	39	353
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	24 474	19 190	43 664	22 335	22 507	44 842	1 163	7 879	9 042	945	9 252	10 197
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [1]	772	52	824	1 670	106	1 775	1 214	43	1 257	2 530	45	2 575
TOTAL	**25 616**	**19 373**	**44 989**	**24 228**	**22 702**	**46 931**	**2 996**	**8 069**	**11 065**	**3 789**	**9 336**	**13 125**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net

Au 31 décembre 2021, les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments, au passif, comprennent notamment la juste valeur de l'option incorporée à l'obligation échangeable en actions GTT pour un montant de 55 millions d'euros.

La hausse du solde des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières est liée à la volatilité extrême des prix des matières premières intervenue en 2021, ces dérivés ont pour échéance principalement 2022 et 2023.

17.4.1 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale exécutoires ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière [1]	Autres accords de compen-sation [2]	Montant net Total	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière [1]	Autres accords de compen-sation [2]	Montant net Total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	75 043	43 664	(9 282)	34 383	9 466	9 042	(5 198)	3 844
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 325	1 325	(269)	1 056	2 023	2 023	(200)	1 822
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(76 220)	(44 842)	4 987	(39 855)	(10 621)	(10 197)	6 307	(3 890)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 089)	(2 089)	977	(1 111)	(2 928)	(2 928)	1 362	(1 566)

(1) Montant net présenté dans l'état de la situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32. Compte tenu de la volatilité extrême des prix des matières premières, cette compensation génère des effets importants au bilan en 2021 et porte principalement sur des dérivés OTC conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge)

(2) Les autres accords de compensation comprennent les collatérals et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

17.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

17.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)	7 276	5 556	-	1 720	5 410	3 693	-	1 718
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	*2 344*	*1 524*	-	*820*	*1 197*	*421*	-	*775*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	*483*	*227*	-	*256*	*471*	*185*	-	*286*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	*2 261*	*2 254*	-	*7*	*1 906*	*1 895*	-	*11*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	*2 189*	*1 552*	-	*637*	*1 836*	*1 191*	-	*645*
Instruments financiers dérivés	44 989	177	41 606	3 206	11 065	4	10 216	844
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*501*	-	*501*	-	*766*	-	*766*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management [1]	*35 381*	-	*35 306*	*75*	*1 967*	-	*1 717*	*250*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading [1]	*8 284*	*177*	*4 975*	*3 131*	*7 075*	*4*	*6 477*	*594*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*824*	-	*824*	-	*1 257*	-	*1 257*	-
TOTAL	**52 266**	**5 734**	**41 606**	**4 926**	**16 475**	**3 697**	**10 216**	**2 562**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 17.4 "Instruments financiers dérivés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)

La variation des instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)
Au 31 décembre 2020	**775**	**11**	**286**	**645**	**1 718**
Acquisitions	44	(4)	88	60	189
Cessions	(26)	6	(32)	(76)	(127)
Variations de juste valeur	15	-	(60)	5	(40)
Variations de périmètre, change et divers	12	(7)	(26)	3	(18)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**821**	**7**	**256**	**637**	**1 721**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					17

Instruments financiers dérivés

La variation des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières afférents aux activités de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Net Actif/(Passif)
Au 31 décembre 2020	**(836)**
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	534
Dénouements	(85)
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	141
Juste valeur nette enregistrée en résultat	**(247)**
Gains/(pertes) Day-One différés	37
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(210)**

17.5.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	4 255	-	4 255	-	4 812	-	4 812	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	36 875	24 262	12 613	-	34 223	25 039	9 184	-
Instruments financiers dérivés	46 931	-	43 515	3 415	13 125	89	11 355	1 681
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*313*	-	*313*	-	*353*	-	*353*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management (1)	*35 458*	-	*34 374*	*1 084*	*1 694*	*4*	*1 428*	*261*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading (1)	*9 384*	-	*7 053*	*2 331*	*8 503*	*85*	*6 999*	*1 419*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 775*	-	*1 775*	-	*2 575*	-	*2 575*	-
TOTAL	**88 061**	**24 262**	**60 383**	**3 415**	**52 160**	**25 128**	**25 352**	**1 681**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 17.4 "Instruments financiers dérivés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

Les autres dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. La juste valeur de ces emprunts est déterminée à partir des flux futurs actualisés et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement.

NOTE 18 Risques liés aux instruments financiers

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle".

18.1 Risques de marché

18.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) ; et
- les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz naturel, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO_2 et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

18.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergies, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2021 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

Analyse de sensibilité (1)

		31 déc. 2021		31 déc. 2020	
En millions d'euros	**Variations de prix**	**Impact sur le résultat avant impôts**	**Impact sur les capitaux propres avant impôts**	**Impact sur le résultat avant impôts**	**Impact sur les capitaux propres avant impôts**
Produits pétroliers	+10 $US/bbl	19	159	119	266
Gaz naturel	+3 €/MWh	298	624	379	537
Électricité	+5 €/MWh	(110)	(49)	(90)	(39)
Charbon	+10 $US/ton	-	-	-	1
Droits d'émission de gaz effet de serre	+2 €/ton	(134)	-	(116)	1
EUR/USD	+10%	16	83	37	-
EUR/GBP	+10%	(49)	(6)	(6)	7

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de portfolio management

18.1.1.2 Activités de *trading*

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement :

- au sein d'ENGIE Global Markets et d'ENGIE Energy Management. Les missions de ces sociétés contrôlées à 100% par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs, (ii) concevoir et mettre en œuvre des solutions de gestion des risques d'évolution des prix des énergies pour des clients internes et externes ;
- au sein d'ENGIE SA au titre de l'optimisation d'une partie de son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité et d'une partie

de son portefeuille de contrats de ventes de gaz auprès des entités commercialisatrices en France et au Benelux et des centrales électriques en France et en Belgique.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 1 011 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 629 millions d'euros en 2020).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *Value at Risk* (*VaR*) fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La *VaR* représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La *VaR* ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la *VaR*. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La *VaR* présentée ci-après correspond aux *VaR* globales des entités de *trading* du Groupe.

Value at Risk

En millions d'euros	31 déc. 2021	2021 moyenne (1)	Maximum 2021 (2)	Minimum 2021 (2)	2020 moyenne (1)
Activités de trading	22	10	46	4	10

(1) Moyenne des VaR quotidiennes
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2021

18.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges*), en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, pour réduire les risques sur matières premières liés principalement aux flux de trésorerie futurs de ventes et d'achats fermes ou anticipés de matières premières. Ces instruments peuvent être réglés en net ou par livraison physique.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	24 474	10 906	(22 335)	(13 123)	1 163	804	(945)	(749)
Couverture de flux de trésorerie	*2 643*	*5 141*	*(1 533)*	*(3 796)*	*225*	*291*	*(250)*	*(205)*
Autres instruments financiers dérivés	*21 831*	*5 765*	*(20 802)*	*(9 327)*	*938*	*514*	*(695)*	*(544)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	8 284	-	(9 384)	-	7 075	-	(8 503)
TOTAL	**24 474**	**19 190**	**(22 335)**	**(22 507)**	**1 163**	**7 879**	**(945)**	**(9 252)**

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

18.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	2 194	4 792	(1 044)	(2 971)	168	236	(178)	(159)
Électricité	195	171	(215)	(439)	1	3	(3)	(5)
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-
Pétrole	246	176	(274)	(386)	54	50	(68)	(41)
Autres (1)	9	2	-	-	2	2	(1)	-
TOTAL	**2 643**	**5 141**	**(1 533)**	**(3 796)**	**225**	**291**	**(250)**	**(205)**

(1) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières

Montants notionnels (nets) (1)

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

	Unité	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021
Gaz naturel	*GWh*	166 636	65 864	10 944	(9 930)	(10 369)	-	223 145
Électricité	*GWh*	(3 986)	(4 501)	(1 230)	(35)	(15)	(62)	(9 829)
Charbon	*Milliers de tonnes*	23	-	-	-	-	-	23
Produits pétroliers	*Milliers de barils*	(11 767)	(11 548)	(11 511)	-	-	-	(34 826)
Change	*Millions d'euros*	14	-	-	-	-	-	15
Droits d'émission de gaz à effet de serre	*Milliers de tonnes*	117	83	28	31	-	-	259

(1) Position acheteuse/(vendeuse)

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

	31 déc. 2021				31 déc. 2020	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	7 784	(5 329)	2 455	15 590	61	126 189
TOTAL	**7 784**	**(5 329)**	**2 455**	**15 590**	**61**	**126 189**

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres (1)	Part inefficace comptabilisée en résultat (1)	Montant reclassé des capitaux propres en résultat (1)	Ligne du compte de résultat
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	15 590	2 455		4 049	26	(42)	Résultat opérationnel courant
	Éléments couverts			4 070				

(1) Gains/(pertes)

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2021 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures.

Maturité des instruments financiers dérivés de matières premières désignés comme couverture de flux de trésorerie

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Juste valeur des dérivés par date de maturité	1 355	858	179	54	10	-	2 455	154

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

	Couverture de flux de trésorerie
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières
Au 31 décembre 2020	**54**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	4 133
Montant recyclé des capitaux propres en résultat	(93)
Écarts de conversion	-
Variations de périmètre et autres	-
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**4 094**

18.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent :

- les contrats de vente et d'achat de matières premières qui n'ont pas été mis en place ou ne continuent pas d'être détenus afin de donner lieu à un achat ou à une vente avec livraison de volumes auxquels s'attend le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation dans le cadre de son exploitation ;
- les dérivés incorporés ; et
- les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IFRS 9 ou que le Groupe a décidé de ne pas qualifier de couverture.

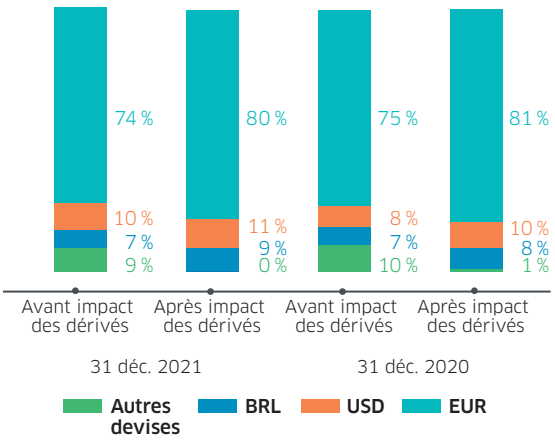
18.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession, et (iii) un risque translationnel qui provient de la conversion lors de la consolidation des éléments du bilan et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

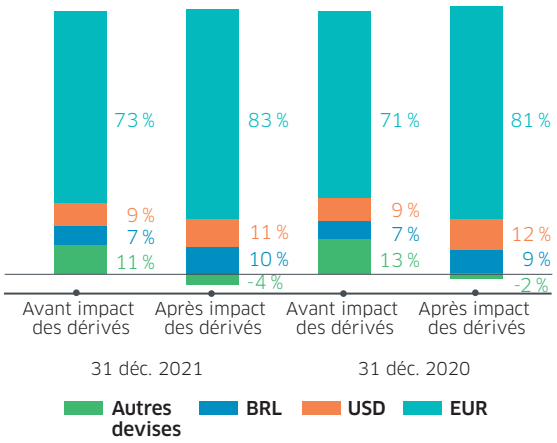
18.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

Encours des emprunts



Endettement financier net



18.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

L'analyse de sensibilité du compte de résultat financier au risque de change (hors impact de conversion du résultat des entités étrangères) a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers gérés par la trésorerie et présentant un risque de change (y compris les instruments financiers dérivés).

L'analyse de sensibilité des capitaux propres au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

	31 déc. 2021			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+10% [1]	-10% [1]	+10% [1]	-10% [1]
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière [2]	38	(38)	NA	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net [3]	NA	NA	254	(254)

(1) +(-) 10% : dépréciation (appréciation) de 10% de l'ensemble des devises face à l'euro
(2) Hors dérivés qualifiés de couvertures d'investissement net
(3) Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert

18.1.4 Risque de taux d'intérêt

L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et pour ce faire, la politique du Groupe est donc d'opérer un arbitrage entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé ("taux variable cappé") au niveau de la dette nette du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

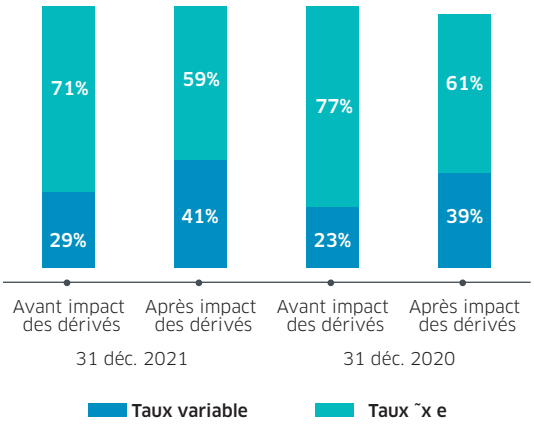
Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des swaps et des options de taux.

Afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a un portefeuille de pré-couvertures de taux d'intérêt à terme 2023, 2024, 2025, 2027 et 2028, sur des maturités de 10 ans à 20 ans sur chacun des volumes initiés.

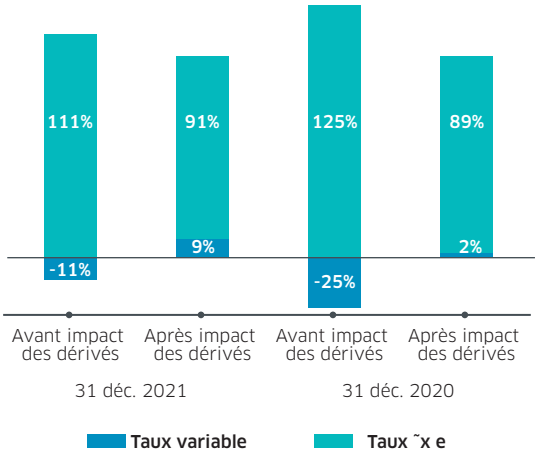
18.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

Encours des emprunts



Endettement financier net



18.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette nette) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

	31 déc. 2021			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Charge nette d'intérêts sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(19)	19	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	60	(95)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	503	(649)

18.1.5 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

18.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue trois sources de risque de change principales :

- **risque transactionnel lié aux opérations courantes**

  Le risque transactionnel lié aux opérations courantes désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations de change sur l'activité et les opérations financières libellées dans une devise autre que la monnaie fonctionnelle.

  La gestion du risque transactionnel lié aux opérations courantes est intégralement déléguée à toutes les filiales pour leurs activités, tandis que les risques liés aux activités centrales sont gérés au niveau du siège.

Les risques FX liés aux activités opérationnelles sont systématiquement couverts lorsque les flux financiers associés sont certains, avec un horizon de couverture correspondant au minimum à l'horizon du plan à moyen terme. Pour les flux de trésorerie qui ne sont pas certains, dans leur intégralité, la couverture est initialement basée sur un volume "sans regrets". Les expositions sont suivies et gérées sur la base de la somme des flux de trésorerie nominaux en devises, y compris les montants hautement probables et les couvertures associées.

Pour les risques FX associés aux activités financières, toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes. Les expositions sont suivies sur la base de la somme nette des éléments FX inscrits au bilan ;

- **risque transactionnel lié aux projets**

  Le risque transactionnel lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX sur des opérations majeures particulières, telles que des projets d'investissements, des acquisitions, des cessions et des projets de restructurations, mettant en jeu plusieurs devises.

  La gestion de ces risques FX comprend la définition et la mise en place de couvertures tenant compte de la probabilité de risque (y compris la probabilité de réalisation du projet) et de son évolution, ainsi que la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé. Le management a pour objectif de s'assurer de la viabilité et de la rentabilité des transactions ;

- **risque translationnel**

  Le risque translationnel désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX pour les entités consolidées dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro, et concerne la conversion de leurs résultats et de leurs actifs nets.

  Le risque translationnel est géré de façon centralisée avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

  La pertinence de la couverture de ce risque translationnel est évaluée régulièrement pour chaque devise (au minimum) ou ensemble d'actifs libellés dans la même devise, compte tenu notamment de la valeur des actifs et des coûts de couverture.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a recours essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de change :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré comprenant des opérations de change à terme, des *swaps* FX, des *swaps* de devises et opérations croisées de devises, des options FX classiques ou des combinaisons de ces instruments (*calls, puts* ou *collars*) ;
- des éléments monétaires : dette, trésorerie et emprunts.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, dans certains cas, le montant, des flux de trésorerie futurs en devises couverts

18.1.5.2 Gestion du risque de taux

Le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt par ses activités de financement et d'investissement. Le risque de taux d'intérêt désigne un risque financier découlant des fluctuations des taux d'intérêt de référence, qui peuvent augmenter le coût de la dette et affecter la viabilité des investissements. Les taux d'intérêt de référence sont les taux d'intérêt du marché, tels que l'EURIBOR et le LIBOR, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

Réforme des taux interbancaires de référence

Depuis 2020, le Groupe a défini une organisation dédiée à la gestion de la transition en mettant en place un groupe de travail *ad hoc* réunissant la direction financière, la direction juridique et l'administration des systèmes d'information. Ce groupe de travail a cartographié et priorisé les impacts de la réforme sur le plan de la documentation financière, la gestion opérationnelle et les systèmes de gestion. Il s'est fixé notamment un calendrier d'avancement pour répondre aux évolutions nécessaires.

Les principaux taux utilisés par le Groupe concernés par la réforme sont l'Eonia, le Libor USD, le Libor GBP et l'Euribor.

Au cours de l'exercice 2021, le Groupe a modifié les conditions de rémunération des CSA (*Credit Support Annex*) sur les instruments dérivés collatéralisés portés par les véhicules centraux. Ainsi le taux de référence Eonia a été remplacé par l'Ester et de ce fait a modifié les courbes de référence utilisées pour la valorisation des instruments dérivés concernés. Ces évolutions ont donné lieu à un versement d'une compensation financière au second semestre 2021 de 8,5 millions d'euros, comptabilisée en contrepartie d'un ajustement de valeur des instruments financiers dérivés.

Dans le cadre de la transition IBOR, le Groupe a choisi de remplacer les taux de référence IBOR par un taux sans risque *overnight* capitalisé. Le Groupe a ainsi remplacé le Libor GBP par le Sonia sur l'ensemble des instruments financiers concernés nécessitant la renégociation des contrats de financements et des clauses de *fallback* ainsi qu'une adaptation des systèmes d'information. Aucun impact n'est à constater sur la modification du taux de référence en date de transition. Le Groupe prévoit également le remplacer le Libor USD par le SOFR d'ici la date de cessation de publication, le 30 juin 2023.

Les deux principales sources de risque de taux d'intérêt sont les suivantes :

- **risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe**

  Le risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe désigne l'impact financier des fluctuations des taux de référence sur la dette et le portefeuille de trésorerie découlant des activités de financement récurrentes. Ce risque est principalement géré de manière centralisée.

  Les objectifs de la gestion des risques sont, par ordre d'importance :

  – de protéger la viabilité à long terme des actifs ;
  – d'optimiser les coûts de financement et d'assurer la compétitivité, et
  – de minimiser les incertitudes entourant le coût de la dette.

  Le risque de taux d'intérêt est géré activement en suivant l'évolution des taux d'intérêt du marché et leur impact sur la dette brute et nette du Groupe ;

- **risque de taux d'intérêt lié aux projets**

  Le risque de taux d'intérêt lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations des taux de référence sur des opérations majeures particulières telles que des projets d'investissement, d'acquisition, de cession et de restructuration. Le risque de taux d'intérêt après la réalisation d'une opération est considéré comme lié aux opérations courantes (voir le paragraphe "Risque de taux d'intérêt" plus haut).

  La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques a pour objectif de protéger la viabilité économique des projets, des acquisitions, des cessions et des restructurations contre les évolutions défavorables des taux d'intérêt. Pour ce faire, des couvertures peuvent être mises en place en fonction d'un certain nombre de facteurs, dont la probabilité de réalisation, la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a recours essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré permettant de gérer les taux d'intérêt de référence. Ces instruments comprennent :
  - des *swaps*, pour transformer la nature du paiement d'intérêts sur les dettes, généralement en les passant d'un taux fixe à un taux variable ou l'inverse, et
  - des options classiques de taux d'intérêt ;
- des *caps*, des *floors* et des *collars* permettant de limiter l'impact des fluctuations des taux d'intérêt en fixant des planchers et plafonds pour les taux d'intérêt variables.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement de l'évolution de la qualité de crédit des contreparties et des charges liées, ainsi que des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

18.1.5.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture lorsque cela est possible et pertinent pour gérer le risque de change et le risque de taux d'intérêt, et gère également un portefeuille d'instruments dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette nette et de change.

Le Groupe a recours aux trois méthodes pour la comptabilité de couverture : couverture de flux de trésorerie, couverture de juste valeur et couverture d'investissement net.

En règle générale, le Groupe redéfinit rarement les relations de couverture, ne désigne pas de composantes de risques spécifiques comme un élément couvert et ne désigne pas les expositions de crédit comme évaluées à la juste valeur par résultat.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les *swaps* de taux d'intérêt ou les opérations croisées de devises qui transforment la dette à taux fixe en dette à taux variable.

Les couvertures de flux de trésorerie sont principalement utilisées pour couvrir les flux de trésorerie futurs en devises, les dettes à taux variable et les besoins de refinancement futurs.

Les instruments de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* FX et des contrats à terme.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	370	130	(224)	(89)	619	147	(313)	(39)
Couverture de juste valeur	261	97	(24)	(35)	526	14	(48)	(3)
Couverture de flux de trésorerie	36	1	(121)	(4)	8	7	(220)	(8)
Dérivés non qualifiés de couverture	73	33	(79)	(51)	85	126	(46)	(28)
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	772	52	(1 670)	(50)	1 214	43	(2 530)	(45)
Couverture de flux de trésorerie	110	9	(264)	-	30	3	(768)	(11)
Couverture d'investissement net	6	-	(20)	-	55	-	(4)	-
Dérivés non qualifiés de couverture	656	44	(1 385)	(51)	1 130	40	(1 758)	(33)
TOTAL	**1 142**	**183**	**(1 894)**	**(140)**	**1 833**	**189**	**(2 844)**	**(84)**

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants relatifs au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants de marché. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix ou à l'évolution des notations de crédit, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

Montant, échéances et incertitudes des flux de trésorerie futurs

Le tableau ci-après présente, au 31 décembre 2021, un profil des échéances des valeurs nominales des instruments de couverture.

En millions d'euros

Payeur/ Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	CCS	EUR	(32)	(1)	(2)	(2)	(3)	(4)	(19)
			USD	(1 079)	(662)	(88)	(110)	(83)	(90)	(44)
			GBP	(1 904)	-	-	-	-	-	(1 904)
			HKD	(260)	-	-	-	-	-	(260)
			JPY	(345)	(77)	(115)	(153)	-	-	-
			PEN	(215)	-	(36)	(17)	-	(55)	(106)
			Autres devises	(348)	-	-	(219)	(74)	-	(54)
Acheteur	Fixe	CCS	EUR	2 568	-	-	216	75	-	2 277
			USD	263	-	44	21	-	67	130
			Autres devises	35	1	2	3	3	4	22
	Variable	CCS	EUR	953	680	129	144	-	-	-
		CCS	BRL	345	-	82	100	79	84	-

En millions d'euros

Payeur/ Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CAP	EUR	4	1	1	1	-	-	-
		IRS	EUR	9 055	974	(839)	(440)	383	1 342	7 634
			USD	1 516	(1)	960	3	506	3	44
			Autres devises	72	1	3	3	3	4	58
	Variable	IRS	EUR	16 652	5 574	1 600	500	515	2 050	6 413
			BRL	293	169	124	-	-	-	-

Les tableaux présentés ci-dessus excluent les instruments dérivés de change (à l'exception des opérations croisées de devises ou "CCS"). Leurs dates de maturité sont alignées sur celles des éléments couverts.

La gestion des risques FX et taux d'intérêt conduit à une sensibilité FX détaillée dans la Note 18.1.3.2 "Analyse de sensibilité au risque de change" et à un coût moyen de la dette de 2,63%, présenté dans la Note 11 "Résultat financier".

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

Dérivés de change

	31 déc. 2021				31 déc. 2020	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	53	(306)	(253)	3 201	(628)	3 779
Couverture d'investissement net	6	(20)	(14)	2 794	50	1 999
Dérivés non qualifiés de couverture	37	(77)	(39)	10 166	73	6 907
TOTAL	**96**	**(402)**	**(306)**	**16 161**	**(504)**	**12 686**

Dérivés de taux

	31 déc. 2021				31 déc. 2020	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	358	(59)	299	4 203	495	4 622
Couverture de flux de trésorerie	102	(84)	17	2 110	(331)	2 497
Dérivés non qualifiés de couverture	763	(1 473)	(710)	18 933	(569)	17 910
TOTAL	**1 222**	**(1 616)**	**(394)**	**25 246**	**(405)**	**25 029**

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur [1]	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres [2]	Part inefficace comptabilisée en résultat [2]	Montant reclassé des capitaux propres en résultat [2]	Ligne du compte de résultat
Couverture de juste valeur	Instruments de couverture	4 203	299	299	NA	(2)	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts [3][4]	3 967	227	(557)	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	5 310	(235)	(168)	(605)	(30)	64	Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			158				
Couverture d'investissement net	Instruments de couverture	2 794	(14)	(11)	217	NA	(2)	Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			11				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de 227 millions d'euros, est présenté en emprunts à long terme et à court terme
(2) Gains/(pertes)
(3) La différence entre la variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace relative aux instruments de couverture et celle relative aux éléments couverts correspond au cout amorti des dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur
(4) Dont 74 millions d'euros liés à des éléments de couverture qui ont cessé d'être ajustés du fait de la déqualification de la relation de couverture de juste valeur

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2021 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures. Pour les couvertures de juste valeur, le même principe s'applique aux éléments couverts.

Au 31 décembre 2021, aucun impact significatif en termes d'inefficacité ou de déqualification de certaines couvertures n'a été constaté à la clôture.

Maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt désignés comme couverture de flux de trésorerie

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(13)	(10)	(9)	(2)	(7)	(194)	(235)	(958)

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

	Couverture de flux de trésorerie			Couverture d'investissement net
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette – couverture du risque de change (1)(3)	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de taux d'intérêt (1)(3)	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change (2)(3)	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change (2)(4)
Au 31 décembre 2020	**46**	**(1 203)**	**12**	**(156)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres		588	17	(217)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat		(64)	-	2
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	(1)	(71)	(2)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**45**	**(751)**	**27**	**(371)**

(1) Couverture de flux de trésorerie relative à des périodes données
(2) Couverture de flux de trésorerie relative à des transactions données
(3) Comprend -586 millions d'euros de réserves pour lesquelles la comptabilité de couverture a été abandonnée
(4) L'intégralité des réserves porte sur des relations de couverture poursuivies

18.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaut de ses contreparties (clients, fournisseurs, entrepreneurs EPC *(engineering, procurement, construction)*, partenaires, intermédiaires, banques). Un défaut peut affecter les paiements, la livraison des marchandises et/ou la performance des actifs.

Les principes de gestion du risque de contrepartie sont énoncés dans la politique de gestion du risque de contrepartie du Groupe, qui :

- attribue les rôles et les responsabilités pour gérer et contrôler le risque de contrepartie à différents niveaux (*Corporate*, BU ou entité), et veille à la mise en place de procédures opérationnelles cohérentes dans l'ensemble du Groupe ;
- caractérise le risque de contrepartie et les mécanismes à travers lesquels il impacte la performance économique et les états financiers du Groupe ;
- définit des indicateurs, le *reporting* et les mécanismes de contrôle afin d'assurer une visibilité et de disposer des outils de gestion de la performance financière ; et
- élabore des lignes directrices sur l'utilisation de mécanismes d'atténuation tels que les garanties et les sûretés, qui sont largement utilisés par certaines activités.

Selon la nature de l'activité, le Groupe est exposé à différents types de risque de contrepartie. Certaines activités ont recours à des instruments de garantie – notamment l'activité Energy Management, où l'utilisation d'appels de marge et autres types de sûretés financières (cadre juridique normalisé) est une pratique habituelle du marché ; par ailleurs, d'autres activités peuvent dans certains cas demander des garanties à leurs contreparties (garanties de la société mère, garanties bancaires, etc.).

Dans le cadre de la nouvelle norme IFRS 9, le Groupe a défini et appliqué une méthodologie à l'ensemble du Groupe, qui prévoit deux approches distinctes :

- une approche par portefeuille, dans laquelle le Groupe détermine que :
  - des portefeuilles et sous-portefeuilles de clients cohérents doivent être regroupés (portefeuilles avec risque de crédit comparable et/ou comportement comparable en matière de paiement), compte tenu des éléments suivants :
    - contreparties publiques ou privées,
    - contreparties domestiques ou *BtoB*,
    - géographie,
    - type d'activité,
    - taille de la contrepartie, et
    - tout autre élément que le Groupe pourrait considérer pertinent,
  - les taux de dépréciation doivent être déterminés sur la base des antériorités historiques et, lorsqu'une corrélation est établie et une documentation possible, il faut ajuster ces données historiques avec des éléments prospectifs ; et
- une approche individualisée pour les contreparties importantes pour laquelle le Groupe a établi des règles définissant les phases du calcul de la perte de crédit attendue de l'actif concerné :
  - phase 1 : couvre les actifs financiers qui n'ont pas connu de détérioration significative depuis leur comptabilisation initiale. Les pertes de valeur attendues pour la phase 1 sont calculées sur les 12 mois suivants ;
  - phase 2 : couvre les actifs financiers dont le risque de crédit a augmenté de façon significative. Les pertes de valeur attendues pour la phase 2 sont calculées sur la durée de vie. La décision de faire passer un actif de la phase 1 à la phase 2 est fondée sur certains critères, tels que :
    - une dégradation significative de la solvabilité de la contrepartie et/ou de sa société mère et/ou de son garant (le cas échéant),

- une évolution défavorable importante de l'environnement réglementaire,
- une évolution du risque politique ou du risque pays, et
- tout autre élément que le Groupe peut considérer pertinent.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 30 jours, l'affectation à la phase 2 n'est pas systématique tant que le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 30 jours, ceci ne constitue pas une augmentation significative du risque de crédit depuis la comptabilisation initiale,

– phase 3 : couvre les actifs pour lesquels un défaut a déjà été observée, tels que :
- lorsqu'il existe des preuves de difficultés financières significatives et persistantes de la contrepartie,
- lorsqu'il existe des preuves d'un défaut de soutien d'une société mère pour sa filiale (dans ce cas, la filiale est la contrepartie du Groupe), et
- lorsque l'une des entités du Groupe a engagé une procédure judiciaire pour défaut de paiement à l'encontre de la contrepartie.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 90 jours, la présomption peut être réfutée si le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 90 jours, ceci n'indique pas un défaut de la contrepartie.

La formule des pertes de valeur attendues aux phases 1 et 2 est égale à : EAD x PD x LGD, où

- pour les pertes de valeur attendues sur les 12 mois suivants, l'exposition en cas de risque de défaut (EAD) est égale à la valeur comptable de l'actif financier, à laquelle sont appliquées la probabilité de défaut (PD) appropriée et le taux de perte en cas de défaut (LGD) ;
- pour les pertes de valeur attendues sur la durée de vie, la méthode de calcul retenue consiste à identifier l'évolution de l'exposition pour chaque exercice, notamment le calendrier et le montant attendu des remboursements contractuels, puis d'appliquer à chaque remboursement la probabilité de défaut appropriée et le taux de perte en cas de défaut, et à actualiser le résultat obtenu. Les pertes de valeur attendues représentent la somme des résultats actualisés ; et
- probabilité de défaut : désigne la probabilité de défaut sur un horizon temporel donné (à la phase 1, cet horizon temporel est de 12 mois après la date de clôture ; à la phase 2, il couvre toute la durée de vie de l'actif financier). Ces informations sont basées sur des données externes émanant d'une agence de notation réputée. La probabilité de défaut dépend de l'horizon temporel et de la notation de la contrepartie. Le Groupe utilise des notations externes lorsqu'elles sont disponibles. Les experts d'ENGIE en matière de risque de crédit définissent une notation interne pour les contreparties importantes qui n'ont pas de notation externe.

Les taux de perte en cas de défaut sont basés notamment sur les référentiels de Bâle :

- 75% pour les actifs subordonnés ; et
- 45% pour les actifs standards.

Pour les actifs considérés comme ayant une importance stratégique pour la contrepartie, tels que les services publics ou les biens essentiels, le taux de perte en cas de défaillance est fixé à 30%.

Le Groupe a décidé de décomptabiliser les montants bruts et les pertes de valeur attendues correspondantes dans les situations suivantes :

- pour les actifs faisant l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : aucune décomptabilisation tant que la procédure est en cours ; et
- pour les actifs ne faisant pas l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : décomptabilisation lorsque la créance est échue depuis plus de 3 ans (5 ans pour les contreparties du secteur public).

Le Groupe a maintenu le suivi des encaissements et du risque de défaillance dans ses activités *BtoB*, *BtoC* et Energy Management. Par ailleurs, les taux de provisionnement de ces entités ont été ajustés au 31 décembre 2021 afin de tenir compte de l'incertitude créée par l'augmentation significative du prix des matières premières.

18.2.1 Activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de compensation et appels de marge, via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés, ou via le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux BU la gestion de ces risques, alors que le Groupe continue à gérer de manière centralisée les expositions des contreparties les plus importantes.

La notation de crédit des grands et moyens clients pour qui les expositions au risque de crédit du Groupe dépassent un certain seuil sont basés sur un processus spécifique de *rating*, alors qu'un processus simplifié de *scoring* est utilisé pour les clients pour qui le Groupe a des expositions au risque de crédit plutôt faibles. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (notation de crédit, secteur d'activité…) selon des indicateurs standards (risque de paiement, exposition MtM).

Le Comité Risque de Marché Énergie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

18.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 14 438 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 2 431 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Approche individuelle

		31 déc. 2021							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade [1]	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	15 997	15 023	830	144	15 997	14 063	1 933	15 997
	Pertes de valeur attendues	(377)	(237)	(23)	(116)	(377)	(174)	(203)	(377)
TOTAL		**15 620**	**14 786**	**806**	**28**	**15 620**	**13 890**	**1 730**	**15 620**
Actifs de contrats	Brut	3 366	3 327	37	3	3 366	2 434	933	3 366
	Pertes de valeur attendues	(12)	(10)	-	(2)	(12)	(8)	(4)	(12)
TOTAL		**3 354**	**3 316**	**37**	**1**	**3 354**	**2 425**	**929**	**3 354**

		31 déc. 2020							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade [1]	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 530	8 329	893	308	9 530	7 854	1 676	9 530
	Pertes de valeur attendues	(391)	(103)	(46)	(242)	(391)	(188)	(203)	(391)
TOTAL		**9 139**	**8 226**	**846**	**66**	**9 139**	**7 666**	**1 473**	**9 139**
Actifs de contrats	Brut	3 039	2 714	318	8	3 039	2 076	963	3 039
	Pertes de valeur attendues	(19)	(18)	-	-	(19)	(14)	(5)	(19)
TOTAL		**3 021**	**2 696**	**318**	**7**	**3 021**	**2 062**	**959**	**3 021**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's

Approche collective

		31 dec. 2021				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2021
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 529	544	152	267	964
	Pertes de valeur attendues	(971)	(21)	(21)	(221)	(263)
TOTAL		**2 558**	**523**	**132**	**46**	**701**
Actifs de contrats	Brut	5 042	584	5	16	604
	Pertes de valeur attendues	(4)	-	-	(1)	(1)
TOTAL		**5 038**	**584**	**5**	**15**	**603**

		31 déc. 2020				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2020
Créances commerciales etautres débiteurs	Brut	3 625	593	235	300	1 128
	Pertes de valeur attendues	(865)	(20)	(22)	(211)	(253)
TOTAL		**2 761**	**574**	**213**	**88**	**875**
Actifs de contrats	Brut	4 748	487	1	3	491
	Pertes de valeur attendues	(1)	-	-	-	-
TOTAL		**4 747**	**487**	**1**	**3**	**491**

18.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie découle de la juste valeur positive des dérivés. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

	31 déc. 2021		31 déc. 2020	
En millions d'euros	Investment Grade (1)	Total	Investment Grade (1)	Total
Exposition brute (2)	35 386	43 660	6 633	9 031
Exposition nette (3)	15 796	19 089	2 817	3 750
% de l'exposition crédit des contreparties "*Investment Grade*"	82,7%		75,1%	

(1) Sont incluses dans la colonne "Investment Grade" les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'"Investment Grade" est également déterminé à partir d'un outil de notation interne déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties
(2) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive)
(3) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit

18.2.2 Activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs structures financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition aux risques de contrepartie, le Groupe a renforcé son recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de *netting*) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge).

Le contrôle des risques de contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *Middle Office* indépendant du Trésorier Groupe.

18.2.2.1 Prêts et créances au coût amorti

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 977 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 1 424 millions d'euros au 31 décembre 2020).

	31 déc. 2021						
En millions d'euros	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade (1)	Autres	Total par type de contreparties
Brut	4 643	302	26	4 971	1 906	3 065	4 971
Pertes de valeur attendues	(76)	(36)	(113)	(226)	(147)	(79)	(226)
TOTAL	**4 567**	**265**	**(87)**	**4 745**	**1 759**	**2 986**	**4 745**

	31 déc. 2020						
En millions d'euros	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade (1)	Autres	Total par type de contreparties
Brut	4 144	415	67	4 626	2 582	2 045	4 626
Pertes de valeur attendues	(57)	(34)	(110)	(201)	(127)	(74)	(201)
TOTAL	**4 087**	**381**	**(43)**	**4 425**	**2 455**	**1 970**	**4 425**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's

18.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents de trésorerie et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque découle de la juste valeur positive. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros	Total	Investment Grade (1)	Sans notation (2)	Non Investment Grade (2)	Total	Investment Grade (1)	Sans notation (2)	Non Investment Grade (2)
Exposition	14 194	85,9%	8,2%	5,9%	13 174	84,4%	8,7%	6,9%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's ou Baa3 chez Moody's
(2) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des participations ne donnant pas le contrôle ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement

Par ailleurs, au 31 décembre 2021, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 25% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

18.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché.

Le Groupe a mis en place un comité hebdomadaire dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en termes d'investissements et désinvestissements. ENGIE a mis en place un cadre complet pour surveiller et lisser les mouvements de trésorerie liés aux appels de marge sur les marchés de gré à gré ou via une chambre de compensation, en s'appuyant sur le recours à des swaps de liquidité avec ses principales contreparties. Ce comité est complété par des *stress tests* trimestriels sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change ayant vocation à apprécier la résistance du Groupe en matière de liquidité.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long terme. La centralisation est assurée via des véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via des véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique. Obéissant aux mêmes principes que cette politique, ceux ne pouvant être centralisés sont investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie ont conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi, et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2021, 72% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour.

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

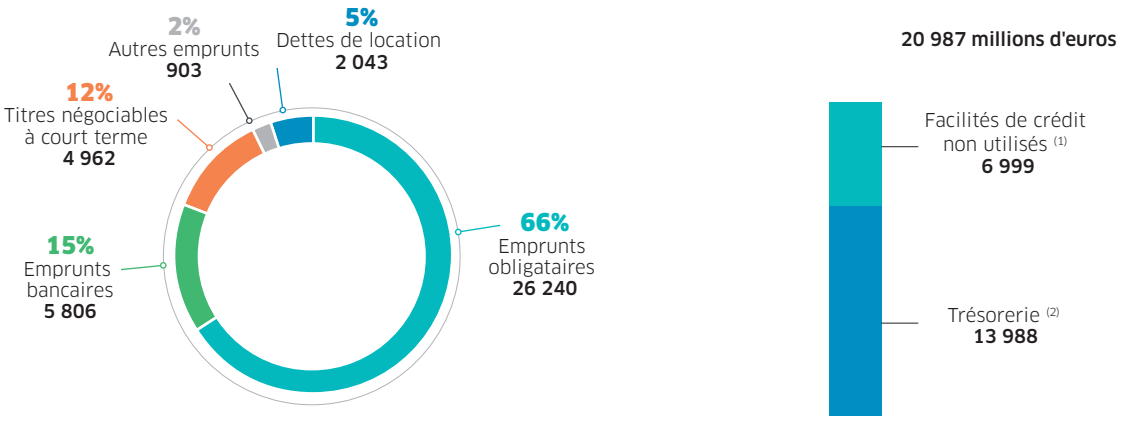
- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de titres négociables à court terme en France (*Negotiable European Commercial Paper*) et aux États-Unis (*U.S. Commercial Paper*) ainsi qu'à l'émission de titres super-subordonnés. Ces programmes d'émission de titres négociables à court terme sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. Toutefois, le refinancement de la totalité des encours est toujours sécurisé par des facilités bancaires confirmées – essentiellement centralisées – permettant au Groupe de continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir. Ces facilités sont compatibles avec la taille et les échéances auxquelles le Groupe doit faire face.

Les différentes actions menées par le Groupe permettent de garantir un niveau de liquidité élevé et renforcé.

Diversification des sources de financement et liquidité (3)

En millions d'euros



(1) *Net des titres négociables à court terme*
(2) *Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie, 73% placés en zone euro*
(3) *Ces sources de financements et de liquidité ne comprennent pas les titres super-subordonnés qui sont comptabilisés en capitaux propres (voir Note 19.2.1 "Émission de titres super-subordonnés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")*

Au 31 décembre 2021, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les *covenants* et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place. Aucune des lignes de crédit disponibles centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

18.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Emprunts obligataires	2 205	2 510	1 147	2 032	2 317	16 029	26 240	26 170
Emprunts bancaires	1 977	365	316	402	204	2 543	5 806	4 123
Titres négociables à court terme	4 962	-	-	-	-	-	4 962	4 024
Dettes de location	367	348	263	233	193	995	2 043	2 386
Autres emprunts	91	647	19	20	16	110	903	150
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	499	-	-	-	-	-	499	301

Les autres actifs financiers et trésorerie et équivalents de trésorerie venant en réduction de l'endettement financier net ont une liquidité inférieure à 1 an.

Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts	801	770	671	642	592	7 200	10 676	9 853

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières)

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Dérivés (hors matières premières)	(108)	21	(5)	26	52	141	126	317

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessous correspondent à des positions nettes.

Flux contractuels non actualisés relatifs aux contrats de location

Au 31 décembre 2021, le Groupe en tant que preneur est potentiellement exposé à des sorties de trésorerie futures non prises en compte lors de l'évaluation des passifs locatifs à hauteur de 1 825 millions d'euros (dont environ 86% sont relatifs à des engagements potentiels au-delà de 2026). Ce montant concerne des contrats de location qui n'ont pas encore pris effet et porte essentiellement sur de futurs passifs locatifs relatifs à l'éventuelle prolongation d'un contrat de concession hydroélectrique ainsi qu'à des locations immobilières et de navires GNL.

Facilités de crédit confirmées non utilisées

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	990	812	685	4 989	3 985	499	11 961	13 695

Parmi ces programmes disponibles, 4 962 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.
Au 31 décembre 2021, aucune contrepartie ne représentait plus de 5% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

18.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non-actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles résiduelles pour les instruments financiers dérivés afférents aux activités de *portfolio management*. Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités de *trading* sont réputés liquides à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Instruments financiers dérivés passifs								
afférents aux activités de portfolio management	*(13 392)*	*(16 779)*	*(3 343)*	*(1 077)*	*(319)*	*(632)*	*(35 541)*	*(1 699)*
afférents aux activités de trading	*(9 365)*	-	-	-	-	-	*(9 365)*	*(8 483)*
Instruments financiers dérivés actifs								
afférents aux activités de portfolio management	*10 835*	*14 655*	*6 642*	*2 569*	*543*	*124*	*35 368*	*1 975*
afférents aux activités de trading	*8 304*	-	-	-	-	-	*8 304*	*7 059*
TOTAL	**(3 618)**	**(2 123)**	**3 299**	**1 492**	**225**	**(508)**	**(1 234)**	**(1 149)**

18.3.3 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IFRS 9. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des GBU Renouvelables et GEM (exprimés en TWh).

En TWh	2022	2023-2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Achats fermes	(385)	(771)	(766)	(1 922)	(1 829)
Ventes fermes	587	513	321	1 421	1 571

NOTE 19 Éléments sur les capitaux propres

19.1 Informations sur les actions propres

	Nombre d'actions				Valeurs comptables *(en millions d'euros)*	
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
Au 31 décembre 2020	**2 435 285 011**	**(18 464 634)**	**2 416 820 377**	**2 435**	**31 291**	**(251)**
Dividende distribué en numéraire					(1 296)	
Dividende autocontrôle					(8)	
Affectation de résultat N-1					(3 928)	
Achat/vente d'actions propres		-	-			-
Attribution actions gratuites		3 381 485	3 381 485			52
Réévaluation						
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**2 435 285 011**	**(15 083 149)**	**2 420 201 862**	**2 435**	**26 058**	**(199)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2021 résulte exclusivement de cessions nettes d'actions propres à hauteur de 3,4 millions d'actions dans le cadre des plans d'attributions gratuites d'actions.

19.1.1 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions d'ENGIE SA

Le Groupe n'a plus depuis 2017 de plan d'option d'achat ou de souscription d'actions.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions de performance décrites dans la Note 22 "Paiements fondés sur des actions" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

19.1.2 Actions propres

Principes comptables

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 20 mai 2021. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société ENGIE SA à la date de cette Assemblée Générale.

Le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 7,3 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 30 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2021, le Groupe détient 15,1 millions d'actions propres. À ce jour la totalité des actions ont été affectées à la couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens actuels affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 50 millions d'euros.

19.2 Autres informations sur les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 35 064 millions d'euros au 31 décembre 2021, dont 26 058 millions d'euros au titre des primes liées au capital. Les primes liées au capital intègrent l'affectation du résultat 2020 de ENGIE SA pour un montant de -3 928 millions d'euros, le versement du dividende en numéraire au titre de l'exercice 2020 pour un montant de -1 296 millions d'euros ainsi qu'un reclassement vers les réserves consolidées du dividende non versé au titre des actions propres pour un montant de -8 millions d'euros.

Les réserves consolidées comprennent les résultats cumulés du Groupe, les réserves légales et statutaires de la société ENGIE SA, les pertes et gains actuariels cumulés nets d'impôt ainsi que la variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évaluée par les autres éléments du résultat global net d'impôt.

En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation. Le montant de la réserve légale de la société ENGIE SA s'élève à 244 millions d'euros.

19.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé, en juillet 2021, à un refinancement anticipé de titres super-subordonnés à durée indéterminée se traduisant par :

- une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée d'un montant de 750 millions d'euros portant coupon de 1,875% avec une option de remboursement à partir de juillet 2031, comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 742,5 millions d'euros ;
- le remboursement à la date de première option du solde de la dette hybride de 363,4 millions d'euros (coupon 4,750%) ;
- le rachat anticipé partiel de deux tranches de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 532,6 millions d'euros :
  - un rachat de 149,1 millions d'euros (coupon 3,875%) sur un montant nominal résiduel de 542 millions d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride est en juin 2024,
  - un rachat de 383,5 millions d'euros (coupon 1,375%) sur un montant nominal résiduel de 657,7 millions d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride est en janvier 2023.

Conformément aux dispositions d'IAS 32 – *Instruments financiers – Présentation*, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe.

Au 31 décembre 2021, l'encours des titres super-subordonnés, en valeur nominale, s'élève à 3 767 millions d'euros.

En 2021, le Groupe a versé aux détenteurs de ces titres 126,6 millions d'euros dont 102,4 millions d'euros au titre des coupons et 24,2 millions d'euros d'indemnités de remboursement anticipé. Ces montants sont comptabilisés en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

19.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 27 758 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 27 363 millions d'euros au 31 décembre 2020), dont 26 058 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

19.2.3 Dividendes

Il a été proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020 de verser un dividende unitaire de 0,53 euro par action soit un montant total de 1 283 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2020. Ce dividende unitaire a été majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2020 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2020. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2020, cette majoration s'élève à 13 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2021

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021 de verser un dividende unitaire de 0,85 euro par action soit un montant total de 2 057 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2021. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2021 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2021. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2021, cette majoration est évaluée à 23 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le 21 avril 2022, le dividende dont le coupon aura été détaché le lundi 25 avril 2022, sera payé le mercredi 27 avril 2022. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2021, les états financiers à fin 2021 étant présentés avant affectation.

19.2.4 Autres opérations

Le 22 décembre 2021, ENGIE a cédé 11,5% de sa participation dans le capital de GRTgaz à SIG (Société d'Infrastructures Gazières), pour porter sa participation à 60,81% (38,60% SIG, 0,51% fonds salariés Altos, 0,08% d'auto-détention). La transaction valorise les fonds propres du groupe GRTgaz à hauteur de 9,75 milliards d'euros pour une valeur d'entreprise de 14,6 milliards d'euros. L'impact de cette transaction est de 477 millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe (résultat de cession) et de 1 025 millions d'euros sur les capitaux propres totaux (prix de cession net de l'impôt sur les sociétés sur la plus-value, des *success fees* et des droits d'enregistrement).

Le 26 mai 2021, le Groupe a réalisé la cession partielle de 10% de sa participation dans GTT passant ainsi de 40,4% du capital et intégration globale à 30,4% et mise en équivalence. Le changement de méthode de consolidation a entraîné la sortie des capitaux propres minoritaires pour un montant de 321 millions d'euros.

Pour rappel, le 2 juillet 2020, le Groupe a signé un accord de cession d'une participation de 49% dans un portefeuille de 2,3 GW d'énergies renouvelables (en services ou en construction) aux États-Unis au groupe américain Hannon Armstrong, leader dans l'investissement en solutions respectueuses de l'environnement. ENGIE continue à consolider ces actifs par intégration globale et à en assurer l'exploitation et la maintenance. Au titre de cet accord, le Groupe a encaissé un montant de 64 millions d'euros au 31 décembre 2021.

19.3 Gains et pertes recyclables reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessous correspondent aux pertes et gains cumulés (part du Groupe) au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Instruments de dette	9	30
Couverture d'investissement net [1]	(371)	(156)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières) [1]	(699)	(1 212)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) [1]	4 383	76
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(1 064)	357
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt [2]	(546)	(813)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	118	(1)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ECARTS DE CONVERSION	**1 831**	**(1 719)**
Écarts de conversion	(2 136)	(2 856)
Écarts de conversion relatifs aux activités non poursuivies		6
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(306)**	**(4 570)**

(1) Voir Note 18 "Risques liés aux instruments financiers" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
(2) Voir Note 4 "Participations dans les entreprises mises en équivalence" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"

19.4 Gestion du capital

ENGIE SA cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier économique net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres (voir Note 19.1.2 "Actions propres" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de crédit de niveau "*strong investment grade*" auprès des agences de notation. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les *cash flows* opérationnels diminués du coût de la dette et des impôts dus et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte de la partie non couverte des provisions nucléaires et pour pensions, ainsi que 50% des émissions hybrides (titres super subordonnés). Par ailleurs, le Groupe a défini une guidance portant sur son profil financier sur le ratio "dette nette économique divisé par l'EBITDA" inférieur ou égal à 4 fois.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, ENGIE SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 20 Provisions

Principes comptables

Principes généraux liés à la reconnaissance d'une provision

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration, soit en commençant à exécuter le plan, soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour remise en état de site et les provisions postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en "Autres produits et autres charges financiers").

Évaluation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, au démantèlement des sites de production nucléaires et des infrastructures gazières en France, sont :

- les hypothèses de coûts (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) (voir Note 20.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de retraitement du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) (voir Notes 20.2 et 20.3 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

En millions d'euros	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle nucléaire et Démantèlement des installations nucléaires	Démantèlement des installations Hors nucléaires	Autres risques	Total
Au 31 décembre 2020	**8 941**	**14 677**	**1 112**	**2 342**	**27 073**
Dotations [1]	378	223	30	726	1 357
Reprises pour utilisation [1]	(329)	(202)	(90)	(587)	(1 208)
Reprises pour excédent [1]	(1)	-	-	(12)	(13)
Variation de périmètre	(6)	-	-	(11)	(18)
Effet de la désactualisation	64	421	26	16	528
Écarts de change	2	-	22	5	29
Autres [2]	(2 050)	-	71	(310)	(2 289)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**7 000**	**15 119**	**1 172**	**2 169**	**25 459**
Non courant	6 919	14 909	1 172	394	23 394
Courant	81	210	-	1 775	2 066

(1) Les dotations nettes aux provisions des activités d'EQUANS sont comptabilisées sur la ligne "Résultat net des activités non poursuivies" du compte de résultat pour -23 millions d'euros au 31 décembre 2021

(2) Dont -666 millions d'euros relatifs aux provisions des activités d'EQUANS, classées comme "Activités non poursuivies" (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

L'effet de la désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur la dette actuarielle, nette des produits d'intérêts des actifs de couverture.

La ligne "Autres" se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2021 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en "Autres éléments du résultat global", ainsi que des provisions constatées en contrepartie d'un actif de démantèlement ou de remise en état de site.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	31 déc. 2021
Résultat des activités opérationnelles	(159)
Autres produits et charges financiers	(526)
TOTAL	**(686)**

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

20.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 21 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme".

20.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations liées à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et au démantèlement des centrales nucléaires.

20.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion de l'aval du cycle du combustible irradié dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (CPN) dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. Dans l'hypothèse où des évolutions sont constatées entre deux évaluations triennales, susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier, la Commission peut réviser son avis et le Groupe en tirer, le cas échéant, les conséquences en résultant dans les comptes.

Un dossier de réévaluation triennal des provisions nucléaires a été transmis le 12 septembre 2019 par Synatom à la Commission qui a rendu son avis le 12 décembre 2019. Celui-ci a été pris en compte lors de l'arrêté des comptes du 31 décembre 2019. Les provisions, établies compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 ainsi que Doel 1 & 2 et à 40 ans pour les autres unités, n'ont pas connu d'évolution significative depuis, au-delà des impacts liés aux éléments récurrents que sont le passage du temps (désactualisation) ainsi que les utilisations et dotations pour le combustible irradié au cours de l'année. Elles feront l'objet d'une nouvelle révision fin 2022 conformément à la réglementation en vigueur.

Les provisions intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une nouvelle législation devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier.

L'évaluation des provisions intègre des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié. Des marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses redevances. Le Groupe estime par ailleurs des marges appropriées pour chaque catégorie de coûts.

Le Groupe estime que les dernières hypothèses revues et approuvées par la CPN sont les plus adéquates pour l'établissement de ces provisions. Cependant, la CPN a pointé dans son avis du 12 décembre 2019 des éléments d'incertitude sur certains coûts, en principe couverts par les marges pour aléas, mais pour lesquels la CPN s'est dotée d'un programme de travail et d'analyses complémentaires à compter de 2020 susceptibles d'être prises en compte dans la révision de 2022. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessous.

La ventilation des provisions pour démantèlement entre Synatom et Electrabel est présentée ci-dessous :

En millions d'euros	Courant	Non-courant	31 déc. 2021
Provisions pour démantèlement des installations nucléaires Synatom	75	6 270	6 345
Provisions pour gestion de l'aval du cycle nucléaire – Synatom	134	7 895	8 030
Provisions pour démantèlement des installations nucléaires Electrabel	-	744	744
TOTAL	**210**	**14 909**	**15 119**

20.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Principes comptables

Le calcul des dotations aux provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire est effectué sur base d'un coût unitaire moyen, déterminé pour l'ensemble des quantités qui auront été utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales et appliqué aux quantités générées en date de clôture. Une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation des provisions, est également constituée.

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible nucléaire usé fera l'objet d'un conditionnement, éventuellement après retraitement [(1)] avant son évacuation en stockage à long terme.

L'ONDRAF a proposé, le 9 février 2018, le stockage géologique comme politique nationale pour la gestion à long terme des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie. Cette proposition reste soumise à l'approbation du gouvernement belge qui aura, au préalable, recueilli l'avis de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN).

Par ailleurs, ENGIE considère dans son évaluation que le scénario "mixte", retenu par la Commission des provisions nucléaires, continue de s'appliquer : une partie du combustible est retraitée et le reste est évacué directement, sans retraitement.

(1) Opération permettant de séparer l'uranium, le plutonium et les produits de fission

Les provisions pour aval du cycle constituées par le Groupe couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario "mixte" : entreposage sur site, transport, retraitement, conditionnement, entreposage et évacuation géologique. Elles sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec ainsi que l'exploitation des installations existantes, de même que les coûts d'achat des conteneurs ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement. Le plutonium et l'uranium issus du retraitement seront cédés à un tiers pour un coût dont l'estimation doit être régulièrement revue ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF. Les recommandations de cette dernière quant au coût de cette installation ont été intégralement prises en compte ;
- les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné sont transférés à l'ONDRAF ;
- les coûts des opérations d'évacuation en couche géologique profonde sont estimés en utilisant le tarif de redevances, établi par l'ONDRAF sur la base d'un coût total de l'installation d'évacuation de 10,7 milliards d'euros. Le coût estimé de la recommandation préliminaire de l'AFCN concernant un puits supplémentaire y a par ailleurs été ajouté sur base des recommandations de l'ONDRAF. D'autres ajustements de sûreté opérationnelle du site d'évacuation sont en discussion avec l'ONDRAF et pourront donner lieu à une révision des coûts s'ils excèdent les montants couverts par les marges pour aléas déjà intégrés dans l'évaluation de l'ONDRAF ;
- l'engagement à terme est calculé sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués à partir d'offres reçues de tiers ;
- le scénario de référence intègre le dernier scénario à jour de l'ONDRAF avec un début du stockage géologique autour de 2070 qui se clôturera vers 2135 ;
- le taux d'actualisation retenu est de 3,25%. Il prend en compte (i) une analyse de l'évolution et de la moyenne historiques et prospectives des taux de référence à long terme, ainsi que (ii) la longue duration du passif compte tenu des travaux de conditionnement et d'évacuation des combustibles usés retardés jusqu'en 2070 environ.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Plus particulièrement, le cadre réglementaire belge actuel ne permet pas le retraitement et n'a pas encore confirmé l'adoption du stockage géologique comme politique de gestion des déchets nucléaires de moyenne et de haute activité.

Concernant le scénario de retraitement partiel, à la suite d'une résolution adoptée par la Chambre des Représentants en 1993, les contrats de retraitement qui n'étaient pas en cours d'exécution ont été suspendus puis résiliés en 1998. Le scénario retenu repose sur l'hypothèse que le gouvernement belge autorisera Synatom à retraiter le combustible usé et qu'un accord entre la Belgique et la France sera conclu aux fins de permettre à Orano (anciennement Areva) d'effectuer ce retraitement. Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario "mixte" retenu aujourd'hui et approuvé par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision quant à la gestion des déchets, soit en dépôt géologique profond, soit en entreposage de surface de longue durée. La Commission européenne a, à ce titre, adressé le 27 novembre 2019 un avis motivé à la Belgique dans le cadre de la procédure de manquement de l'article 258 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, au motif qu'elle n'a pas adopté de programme national de gestion des déchets radioactifs conforme à certaines exigences de la directive sur le combustible usé et les déchets radioactifs (directive 2011/ 70/Euratom du Conseil). À ce stade, il n'existe donc qu'un programme national qui confirme l'entreposage sûr du combustible usé suivi par son retraitement ou par son stockage. L'hypothèse intégrée dans le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires se base sur le dépôt en couche géologique profonde dans un site restant à identifier et qualifier en Belgique.

Sensibilité

Les provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire restent sensibles aux hypothèses de coûts, de calendrier des opérations et d'engagement des dépenses ainsi qu'au taux d'actualisation :

- une augmentation de 10% des redevances de l'ONDRAF au-delà du tarif de référence des redevances demandé par la CPN pour l'évacuation des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie se traduirait, à montant de marges d'incertitudes inchangé, par une augmentation des provisions de l'ordre de 175 millions d'euros ;
- l'accélération de 5 ans des dépenses de l'ONDRAF au titre de l'entreposage, de conditionnement et de stockage des déchets radioactifs de haute activité et/ou de longue durée de vie aurait un impact à la hausse d'environ 170 millions d'euros sur les provisions. Un report de 5 ans dans l'échéancier d'engagement de ces différentes dépenses aurait un impact à la baisse d'un montant plus faible ;
- l'impact d'une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour le traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 260 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que ces sensibilités résultent d'un calcul purement financier. Elles doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

20.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Principes comptables

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou remise en état de site. La valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision pour démantèlement avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations, et est compris dans le périmètre des actifs faisant l'objet de tests de valeur. Les ajustements de la provision consécutifs à une révision ultérieure (i) du montant estimé des engagements, (ii) de l'échéancier des dépenses du démantèlement ou (iii) du taux d'actualisation, sont symétriquement portés en déduction ou, sous certaines conditions, en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

La stratégie de démantèlement retenue repose sur un démantèlement (i) immédiat après l'arrêt du réacteur, (ii) réalisé en série plutôt qu'unité par unité et (iii) complet (retour à un "*greenfield* industriel"), permettant un usage industriel futur du terrain.

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- la durée d'exploitation des unités nucléaires est de 50 ans pour Tihange 1 ainsi que pour Doel 1 & 2, et de 40 ans pour les autres unités ;
- le début des opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations est fonction de l'unité concernée et du séquencement des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement ;
- le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire. Un dialogue sur les conditions de sûreté des phases de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement des centrales a été initié avec l'AFCN. Les coûts pourraient être amenés à évoluer en considération de l'issue de ces discussions et du projet détaillé de réalisation de ces phases en cours de définition ;
- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales. Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance ;
- les redevances pour la prise en charge des déchets du démantèlement de catégorie A – de faible ou moyenne activité et de courte durée de vie – et B – de faible ou moyenne activité et de longue durée de vie – sont déterminées en utilisant le tarif des redevances établi par l'ONDRAF et en incluant des marges préconisées par l'ONDRAF pour risques de reclassement de déchets compte tenu des incertitudes de définition des critères d'admission des déchets dans ces catégories ; les difficultés dans l'obtention des permis d'exploitation du centre de stockage des déchets de catégorie A conduisent l'ONDRAF à revoir la définition de la solution technique de stockage dont une nouvelle évaluation devrait être établie en 2022 ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas normales, revues par l'ONDRAF et la CPN ; une nouvelle étude des incertitudes et risques à couvrir par ces marges pour aléas doit être conduite lors de la prochaine révision ;
- un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- un taux d'actualisation de 2,5% (y compris 2,0% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (VAN). Il prend en compte (i) une analyse de l'évolution et de la moyenne historiques et prospectives des taux de référence cohérents ainsi que (ii) la duration du programme de démantèlement qui devrait s'achever vers 2040.

Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 62 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Une hausse de 10% des coûts de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement est susceptible d'entrainer une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 635 millions d'euros.

Il convient de préciser que cette sensibilité résulte d'un calcul purement financier. Elle doit s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

20.2.4 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlements des installations et de gestion des matières fissiles irradiées

20.2.4.1 Principes, objectifs et gouvernance

Comme indiqué au point précédent, la loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées. En application de la loi, Synatom peut prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans le respect de certains critères en matière de qualité de crédit. La partie des provisions ne faisant pas l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est placée par Synatom soit dans des actifs financiers extérieurs aux exploitants nucléaires, soit dans des prêts à des personnes morales répondant aux critères de "qualité de crédit" imposés par la loi.

Depuis octobre 2019, Electrabel ne contracte plus de nouveau prêt au titre des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et s'est engagé à rembourser, d'ici 2025, l'intégralité des prêts contractés à ce titre. Au cours de l'exercice 2021, Synatom a, en conséquence, investi près de 1,3 milliard d'euros dans des actifs financiers extérieurs aux

exploitants nucléaires dédiés à la couverture des dépenses futures de gestion des matières fissiles irradiées.

L'objectif poursuivi par Synatom en termes d'investissement dans ces actifs est d'offrir, à long terme, un rendement suffisant, pour un niveau de risque acceptable, afin de couvrir les coûts liés au démantèlement et à la gestion des matières fissiles irradiées, sous les contraintes de diversification, de minimisation du risque et de disponibilité comme définies par la loi du 11 avril 2003.

Il incombe au Conseil d'Administration de Synatom et à son Comité d'investissement de définir la politique d'investissement de Synatom après avis de la Commission des provisions nucléaires conformément à la loi du 11 avril 2003. En s'appuyant sur une politique de contrôle des risques rigoureuse, le Comité d'investissement supervise les décisions d'investissement dont le pilotage est confié à une équipe dirigée par un Directeur des investissements.

20.2.4.2 Allocation stratégique et composition des actifs financiers

L'allocation stratégique des actifs financiers est déterminée sur base d'une analyse actif-passif périodique, qui consiste à déterminer les classes d'actifs et leur poids respectifs afin d'atteindre l'objectif de rendement tout en respectant le cadre de risque identifié pour chaque type de passif.

Cette allocation se décline de façon différente en fonction des types de passifs et compte tenu de leur différence en termes d'horizon de placement et de taux d'actualisation. Des profils de risques distincts sont considérés pour :

- les actifs en regard des provisions relatives au démantèlement des centrales nucléaires ;
- les actifs en regard des provisions relatives à la gestion des matières fissiles irradiées.

L'allocation cible des actifs de couverture en fonction des deux profils de risques précités est la suivante :

In %	Gestion des matières fissiles irradiées	Démantèlement
Actions	40%	30%
Obligations	40%	70%
Actifs non cotés	20%	0%
TOTAL	**100%**	**100%**

Les actions cotées sont composées de titres internationaux. Les obligations cotées sont composées d'obligations souveraines internationales et d'obligations d'entreprises internationales. Les actifs non cotés sont composés de titres représentatifs de fonds ou de structures d'investissement en immobilier, en *private equity*, en infrastructure ou en dette privée. Les investissements sont gérés par des sociétés spécialisées en gestion d'actifs.

Synatom considère que l'inclusion de principes Environnementaux, Sociétaux et de Gouvernance (ESG) dans les décisions d'investissement permet une meilleure gestion des risques non-financiers en vue de générer un rendement durable à long terme. L'intégration de principes ESG implique une prise en compte plus large des risques et des opportunités qui peuvent influencer la performance financière. Le processus de sélection de gestionnaires extérieurs intègre également des principes ESG.

Synatom dispose pour mettre en oeuvre cette politique d'investissement d'une Société d'Investissement à Capital Variable de droit luxembourgeois, *Nuclear Investment Fund* et d'une SICAV de droit belge nouvellement créée, le *Belgian Nuclear Liabilities Fund* ("BNLF").

20.2.4.3 Evolution des actifs financiers sur l'exercice 2021

La valeur des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires s'élève au 31 décembre 2021 à 5 501 millions d'euros et leur rendement s'établit à 7,63% sur l'exercice. Les principaux moteurs de la performance sont les actions, les marchés boursiers mondiaux bénéficiant des bonnes perspectives économiques et des résultats supérieurs aux attentes des entreprises. Les obligations ont, pour leur part, affiché un rendement atone dans un contexte de hausse des rendements sur la partie à long terme de la courbe.

20.2.4.4 Valorisation des actifs financiers sur l'exercice 2021

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc 2021	31 déc. 2020
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	**8**	**11**
Prêt à Sibelga	8	11
Autres prêts et créances au coût amorti	**167**	**332**
Instruments de dette – trésorerie soumise à restriction	167	332
Total des prêts et créances au coût amorti	**174**	**343**
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	1 509	406
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	11	-
Instruments de capitaux propres à la juste valeur	**1 520**	**406**
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	2 254	1 895
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	1 552	1 191
Instruments de dette à la juste valeur	**3 806**	**3 086**
Total Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	**5 326**	**3 492**
Instruments financiers dérivés	**4**	**20**
TOTAL (1)	**5 505**	**3 855**

(1) N'inclut pas les stocks d'Uranium qui s'élèvent à 414 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 540 millions d'euros au 31 décembre 2020

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie des OPCVM sont présentés dans l'état de la situation financière en tant que "Prêts et créances au coût amorti" ; les obligations OPCVM et instruments de couverture associés détenus par Synatom sont présentés en instruments de capitaux propres ou en instruments de dette (voir Note 17.1 "Actifs financiers" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Le détail de la variation de la juste valeur cumulée des actifs de Synatom est présenté comme suit :

	Variation cumulée de la juste valeur des actifs financiers dédiés	
En millions d'euros	31 déc 2021	31 déc. 2020
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	116	17
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	-	-
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	51	32
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	154	45
TOTAL	**321**	**95**

Le résultat de l'exercice généré par ces actifs dédiés s'élève à 228 millions d'euros en 2021 (-31 millions d'euros en 2020).

	Effets sur le résultat du rendement des actifs financiers dédiés	
En millions d'euros	31 déc 2021	31 déc. 2020
Résultat de cession	50	21
Dividendes reçus	45	34
Intérêts reçus	7	6
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(115)	(6)
Variation de juste valeur des actifs dédiés par résultat	241	(87)
TOTAL	**228**	**(31)**

20.3 Démantèlements des installations non nucléaires et remise en état de sites

20.3.1 Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment des centrales classiques, des canalisations de transport, des conduites de distribution, des sites de stockage ou encore des terminaux méthaniers, doivent être démantelées ou a minima mises en sécurité. Ces obligations peuvent résulter de réglementations environnementales en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe. L'enjeu le plus important pour le Groupe concerne les infrastructures gazières en France.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et en favorisant les énergies renouvelables ou dites vertes, notamment le biométhane et l'hydrogène. Les différents scénarios qui permettent d'atteindre cette neutralité carbone, notamment le Scénario National Bas Carbone en France ou "l'étude prospective Futurs énergétiques" de RTE, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, conduisent tous à une baisse significative des quantités de gaz consommées. Le Groupe analyse de près cette perspective, notamment dans le cadre de la définition de sa stratégie ainsi que pour l'appréciation de la durée d'utilisation des infrastructures gazières et l'évaluation des provisions pour leur démantèlement.

En conformité avec l'objectif de neutralité carbone à horizon 2050, le scénario de long terme retenu par le Groupe, et qui préside à la mise en œuvre de sa stratégie, est un scénario qui combine électrification raisonnable, soit un peu moins de 50% de la demande finale en 2050, ainsi que développement ambitieux d'une palette diversifiée de gaz verts (biométhane, e-CH_4 synthétisé, ainsi que gaz naturel avec *Carbon-Capture and Storage*, hydrogène pur). Du fait de l'importance de ces gaz verts dans le mix énergétique français envisagé à horizon 2050 et au-delà, les infrastructures gazières resteront très largement nécessaires et seront indispensables pour fournir de la flexibilité au système énergétique. L'adaptation et la reconversion de ces infrastructures aux gaz verts permet d'envisager leur utilisation à un horizon très lointain, ce qui conduit à une valeur actuelle quasi nulle des provisions pour leur démantèlement, hors cas spécifiques des terminaux méthaniers et des sites de stockage non régulés. Les provisions constituées pour le démantèlement des terminaux méthaniers et des sites de stockage à l'arrêt s'élèvent à 402 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 367 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Compte tenu de son horizon et des nombreux paramètres qui le sous-tendent (notamment évolutions des connaissances sur la compatibilité à l'hydrogène des infrastructures gazières, évolutions des politiques publiques françaises et européenne), le Groupe continuera à procéder à une appréciation régulière du scénario de long terme qui permettra d'atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Cette appréciation s'accompagne d'une revue de l'évaluation des provisions pour démantèlement.

20.3.2 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Le Groupe et de son partenaire Mitsui ont annoncé en novembre 2016 la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood, et l'arrêt des opérations d'extraction de charbon dans la mine attenante à partir de fin mars 2017. Le Groupe détient une participation de 72% dans cette ancienne centrale de 1 600 MW avec mine de charbon attenante, consolidée en tant qu'activité conjointe.

Au 31 décembre 2021, la provision en part groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 251 millions d'euros.

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont débuté en 2017, et se sont concentrés sur : la gestion de la contamination du site ; la planification de l'assainissement de son environnement ; la démolition et le démantèlement de l'ensemble des installations industrielles du site, comprenant

la démolition de l'ancienne centrale, le pompage aquatique continu, ainsi que des travaux de terrassement dans la mine, visant à garantir une stabilité du terrain et des parois, en vue de la création d'un lac de mine sur le long terme.

Plusieurs lois et politiques qui ont une incidence directe ou indirecte sur la réhabilitation de la mine et sur les agences qui administrent les lois ont été reformées récemment. Par conséquent, les obligations réglementaires finales sont susceptibles d'être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc d'impacter les provisions.

Le taux moyen d'actualisation retenu pour déterminer le montant de la provision s'élève à 2,04%.

Le montant de la provision comptabilisée représente la meilleure estimation à date du Groupe concernant les coûts de destruction et de réhabilitation qui devront être encourus par la société Hazelwood. Cependant, le montant de cette provision pourrait être ajusté dans le futur afin de tenir compte d'éventuelles évolutions concernant les paramètres clés de l'évaluation.

20.4 Autres risques

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux et des réclamations et risques fiscaux (hors impôts sur les sociétés, en application d'IFRIC 23), ainsi que les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de transport et de réservation de capacité de stockage.

NOTE 21 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

Principes comptables

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant des engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'État s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en "Autres actifs" courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels sont comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode. Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés en résultat.

La charge (produit) d'intérêt nette au titre des régimes à prestations définies est comptabilisée en résultat financier.

21.1 Description des principaux régimes de retraite

21.1.1 Régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France

Depuis le 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale et du Budget.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 ("droits spécifiques passés") ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution ("droits spécifiques passés régulés") est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au groupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financées par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits

spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1er janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres "engagements mutualisés" sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2021, la dette actuarielle "retraite" relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,9 milliards d'euros.

La duration de la dette actuarielle "retraite" relative au régime des IEG est de 23 ans.

21.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Laborelec, et partiellement ENGIE Energy Management et ENGIE CC.

Ces conventions, applicables au personnel "barémisé" engagé avant le 1er juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1er mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension pré-financés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 20% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2021. La duration moyenne de ces régimes est de 11 années.

Le personnel "barémisé" engagé à partir du 1er juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1er mai 1999 ou (ii) ayant opté pour le transfert vers des plans à contributions définies bénéficient aujourd'hui de régimes à cotisations définies. Avant le 1er janvier 2017, la loi imposait une garantie de rendement annuel minimum moyen (3,75% sur les contributions salariales et 3,25% sur les contributions patronales) lors de la liquidation de l'épargne constituée.

La loi sur les pensions complémentaires, votée le 18 décembre 2016, et d'application au 1er janvier 2017, fixe désormais les taux de rendement minimum à garantir en fonction du rendement réel des obligations de l'État belge, dans une fourchette comprise entre 1,75% et 3,25% (les taux sont désormais identiques pour les contributions salariales et patronales). En 2021, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée en 2021 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 38 millions d'euros contre 37 millions d'euros en 2020.

21.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation qui s'applique à la masse salariale et qui est déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées.

C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel. Ces régimes sectoriels regroupent un nombre important d'employeurs, ce qui limite l'impact potentiel du défaut d'une société. En cas de défaut d'une société, les droits acquis sont maintenus dans un compartiment dédié. Ces droits acquis ne sont pas transférés aux autres participants. Des plans de refinancement peuvent être mis en place afin d'assurer l'équilibre des fonds.

Le groupe ENGIE comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2021 au titre de ces régimes multi-employeurs est stable par rapport à 2020 et s'élève à 74 millions d'euros.

21.1.4 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France, Belgique et Pays-Bas concernent :

- le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1er juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent désormais des plans à cotisations définies ;
- le Brésil : ENGIE Brasil Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

21.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

21.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs)

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

- avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie ;
  - les indemnités de fin de carrière ;
  - les congés exceptionnels de fin de carrière ;
  - les indemnités de capital décès.
- avantages à long terme :
  - les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles ;
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité ;
  - les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

21.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé "tarif agent".

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux agents d'ENGIE résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 3,8 milliards d'euros au 31 décembre 2021. La duration de l'engagement est de 24 ans.

21.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

21.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

21.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de l'"allocation transitoire" (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

21.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature, etc.), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté, etc.).

21.3 Plans à prestations définies

21.3.1 Montants présentés dans l'état de la situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de la situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de la situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour les régimes de retraite, avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, actifs de régime, et droits à remboursement comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivantes :

En millions d'euros	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
Au 31 décembre 2020	**(8 941)**	**36**	**188**
Différence de change	(34)	2	(1)
Variations de périmètre et autres	372	(63)	37
Pertes et gains actuariels	1 719	84	-
Charge de l'exercice	(541)	(5)	1
Plafonnement d'actifs	-	-	-
Cotisations/prestations payées	426	19	3
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(6 999)**	**72**	**229**

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de la situation financière au sein des lignes "Autres actifs" non courants et courants.

La charge de l'exercice s'élève à 547 millions d'euros en 2021 (441 millions d'euros en 2020). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 21.3.3 "Composantes de la charge de l'exercice".

La zone euro représente 98% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2021 (contre 98% au 31 décembre 2020).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 4 232 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 6 037 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'"État du résultat global" représentent un gain actuariel de 1 803 millions d'euros en 2021 (contre une perte actuarielle de 1 519 millions d'euros en 2020).

Les variations de périmètre se rapportent, principalement, au classement des activités d'EQUANS en "activités destinées à être cédées".

21.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du groupe ENGIE, leur évolution au cours des exercices concernés ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivants :

		31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros		Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total	Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total
A – Variation de la dette actuarielle									
Dette actuarielle début de période		**(9 186)**	**(5 167)**	**(565)**	**(14 919)**	**(8 570)**	**(4 470)**	**(531)**	**(13 572)**
Coût des services rendus de la période		(353)	(88)	(80)	(521)	(303)	(79)	(50)	(432)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle		(85)	(39)	(3)	(126)	(115)	(57)	(5)	(177)
Cotisations versées		(13)	-	-	(13)	(16)	-	-	(16)
Modification de régime		(2)	-	-	(2)	(19)	4	(1)	(16)
Variations de périmètre		1 108	4	58	1 170	-	-	-	-
Réductions/cessations de régimes		13	1	-	13	125	1	1	127
Événements exceptionnels		-	-	-	-	-	-	-	-
Pertes et gains actuariels financiers		869	533	32	1 434	(789)	(678)	(31)	(1 498)
Pertes et gains actuariels démographiques		(230)	2	11	(217)	(56)	8	(6)	(55)
Prestations payées		389	107	47	543	405	104	57	566
Autres (dont écarts de conversion)		(78)	-	(1)	(78)	152	-	2	154
Dette actuarielle fin de période	**A**	**(7 566)**	**(4 649)**	**(499)**	**(12 715)**	**(9 186)**	**(5 167)**	**(565)**	**(14 919)**
B – Variation des actifs de couverture									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période		**6 034**	**-**	**-**	**6 034**	**6 169**	**-**	**-**	**6 169**
Produit d'intérêts des actifs de couverture		58	-	-	58	86	-	-	86
Pertes et gains actuariels financiers		629	-	-	629	(4)	-	-	(4)
Cotisations perçues		198	-	-	198	206	-	-	206
Variations de périmètre		(862)	-	-	(862)	-	-	-	-
Cessations de régimes		(11)	-	-	(11)	9	-	-	9
Prestations payées		(283)	-	-	(283)	(308)	-	-	(308)
Autres (dont écarts de conversion)		81	-	-	81	(124)	-	-	(124)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	**B**	**5 843**	**-**	**-**	**5 843**	**6 034**	**-**	**-**	**6 034**
C – Couverture financière	**A+B**	**(1 723)**	**(4 649)**	**(499)**	**(6 872)**	**(3 153)**	**(5 167)**	**(565)**	**(8 885)**
Plafonnement d'actifs		(55)	-	-	(55)	(21)	-	-	(21)
Engagements nets de retraites						**(3174)**	**(5167)**	**(505)**	**(8 906)**
TOTAL PASSIF		**(1 850)**	**(4 649)**	**(499)**	**(6 999)**	**(3 210)**	**(5 137)**	**(595)**	**(8 941)**
TOTAL ACTIF		**72**	**-**	**-**	**72**	**36**	**-**	**-**	**36**

(1) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite
(2) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi
(3) Médailles du travail et autres avantages à long terme

21.3.3 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2021 et 2020 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Coûts des services rendus de la période	521	432
Pertes et gains actuariels [1]	(43)	37
Modifications de régimes	-	-
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	-	(120)
Événements exceptionnels	-	-
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**479**	**350**
Charge d'intérêts nette	68	91
Total comptabilisé en résultat financier	**68**	**91**
TOTAL	**547**	**441**

(1) Sur avantages à long terme

21.3.4 Politique et stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme au moins égal au taux d'actualisation ou, le cas échéant, aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les stratégies d'investissement sont déterminées par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis *via* une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissements dans le cadre de contrats en unités de compte ou de contrats en euros, dans un cadre de risque et une gestion adaptés à l'horizon long terme des passifs.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total Engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 891)	4 671	(50)	(1 271)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 116)	1 172	(5)	51
Plans non financés	(5 708)	-	-	(5 708)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(12 715)**	**5 843**	**(55)**	**(6 927)**
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 671)	5 192	(21)	(2 500)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(606)	842	-	236
Plans non financés	(6 641)	-	-	(6 641)
Au 31 décembre 2020	**(14 918)**	**6 034**	**(21)**	**(8 905)**

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actions	29	26
Obligations souveraines	21	23
Obligations privées	27	29
Actifs monétaires	3	3
Actifs immobiliers	2	2
Autres actifs	18	16
TOTAL	**100**	**100**

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2021.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 13,4% en 2021.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2021 s'est élevé à environ 10.4% en assurance de groupe et à environ 6,8% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

En %	Europe	Amérique du Nord	Amérique latine	Asie – Océanie	Reste du monde	Total
Actions	55	29	3	8	4	100
Obligations souveraines	76	1	17	2	4	100
Obligations privées	70	19	2	4	4	100
Actifs monétaires	89	-	3	9	-	100
Actifs immobiliers	94	1	4	1	-	100
Autres actifs	68	7	3	22	-	100

21.3.5 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

		Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
		2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Taux d'actualisation	Zone euro	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%
	Zone UK	1,6%	1,6%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
	Zone UK	3,6%	3,2%	-	-	-	-	-	-

21.3.5.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la duration de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 27%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 18%.

21.3.5.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 1%.

Concernant les soins médicaux, une variation de 100 points de base des taux de croissance aurait les impacts suivants :

En millions d'euros	Augmentation de 100 points de base	Diminution de 100 points de base
Effet sur les charges	-	-
Effet sur les engagements de retraite	1	(1)

21.3.6 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2022 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2022, des cotisations de l'ordre de 199 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 121 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

21.4 Plans à cotisations définies

En 2021, le Groupe a comptabilisé une charge de 122 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (contre 248 millions d'euros en 2020). Ces cotisations sont présentées dans les "Charges de personnel" au compte de résultat.

NOTE 22 Paiements fondés sur des actions

Principes comptables

IFRS 2 prescrit de constater en charges de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance marché du Groupe. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

	Charge de la période	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Offres réservées aux salariés (2)	(1)	(1)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance (3)(4)	(47)	(41)
Plans d'autres sociétés du Groupe	-	(4)
TOTAL	**(48)**	**(47)**

(1) *Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")*

(2) *Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays*

(3) *Dont une reprise pour non atteinte des conditions de performance d'un montant de 0,3 million d'euros en 2021 (6 millions d'euros en 2020)*

(4) *Dont une reprise pour non atteinte de conditions de présence d'un montant de 4 millions d'euros en 2021 (5 millions d'euros en 2020)*

22.1 Actions de performance

22.1.1 Nouvelles attributions réalisées en 2021

Plan d'actions de performance ENGIE du 16 décembre 2021

Le Conseil d'Administration du 16 décembre 2021 a approuvé l'attribution de 5 millions d'actions de performance aux cadres et dirigeants du Groupe. Ce plan se décompose en trois tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2025, suivie d'une période d'incessibilité d'un an des titres acquis ;
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2025, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2026, sans période d'incessibilité.

En plus d'une condition de présence dans le Groupe à la date d'acquisition des droits, chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une quadruple condition de performance à l'exception toutefois des 150 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance sont les suivantes :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de six sociétés de référence, évalué pour la période entre décembre 2021 et février 2025, comptant pour 25% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe comparé à ceux d'un panel de six sociétés de référence, évalué pour la période entre le deuxième semestre 2021 et le premier semestre 2024, comptant pour 25% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur le niveau du *Return On Capital Employed* (ROCE) de l'exercice 2024, comptant pour 30% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur des critères extra-financiers en matière d'émission de gaz à effet de serre de la production d'énergie, d'augmentation de la part des capacités renouvelables et d'augmentation de la proportion de femmes dans le management, évalués pour la période entre décembre 2021 et décembre 2024, comptant pour 20% des actions à acquérir.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (15 450 actions attribuées).

22.1.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par ENGIE en 2021.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Coût de financement pour le salarié	Coût d'incessibilité	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
16 décembre 2021	14 mars 2025	14 mars 2026	13,0	0,83	3,7%	0,22	oui	8,79
16 décembre 2021	14 mars 2025	14 mars 2025	13,0	0,83	3,7%	0,22	oui	9,15
16 décembre 2021	14 mars 2025	14 mars 2025	13,0	0,83	3,7%	0,41	non	10,36
16 décembre 2021	14 mars 2026	14 mars 2026	13,0	0,83	3,7%	0,22	oui	8,31
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 16 décembre 2021								**9,28**

22.1.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes attribués aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2. L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture.

En 2020, le Groupe a décidé de corriger au bénéfice des salariés l'effet de la crise du COVID-19 sur les taux de réussite des conditions de performance non marché pour les plans d'actions de performance de décembre 2017 et de décembre 2018, actions en cours d'acquisition, comprenant l'exercice 2020 comme référence. Ces taux de réussite ajustés ont conduit le Groupe à comptabiliser un produit de 6 millions d'euros.

NOTE 23 Transactions avec des parties liées

L'objet de cette Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 24 "Rémunération des dirigeants".

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 4 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

23.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

23.1.1 Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2021 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2020. Il lui confère 3 représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 administrateurs (1 administratrice représentant l'État nommée par arrêté, 2 administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 33,20% des droits de vote théoriques (ou 33,36% des droits de vote exerçables) contre 33,19% à fin décembre 2020.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE ("Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises") a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente ("TRV") de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Energie-Climat ("LEC") promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1er juillet 2023.

23.1.2 Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA, filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

23.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 21 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

NOTE 24 Rémunération des dirigeants

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif compte 11 membres au 31 décembre 2021 (10 membres au 31 décembre 2020).

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Avantages à court terme	22	29
Avantages postérieurs à l'emploi	1	-
Paiements fondés sur des actions	3	2
Indemnités de fin de contrat	7	7
TOTAL	**33**	**38**

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

NOTE 25 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs

Principes comptables

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz "utile", soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz "coussin", indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (voir Note 16 "Immobilisations corporelles" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Le gaz "utile" est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Certains stocks sont utilisés dans le cadre de stratégies de trading et sont comptabilisés à la juste valeur, diminuée des coûts de vente, conformément aux dispositions d'IAS 2. Les variations de juste valeur, diminuée des coûts de vente, sont comptabilisées dans le résultat de la période au cours de laquelle est intervenue la variation.

Droits d'émission de gaz à effet de serre, certificats d'économie d'énergie, certificats verts

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives spécifiquement à la comptabilisation notamment des quotas d'émission de gaz à effet de serre, des certificats d'économie d'énergie et des certificats verts, le groupe a décidé de comptabiliser les certificats en stock à leur valeur d'acquisition ou à leur coût de production. À la clôture de l'exercice, un passif sera reconnu, le cas échéant, en cas d'insuffisance de certificats par rapport à l'obligation de restitution. Lorsqu'il n'est pas couvert par des certificats en stock, ce passif est évalué au prix de marché ou, lorsque c'est applicable, au prix des contrats à terme conclus.

Tax equity

Le groupe ENGIE finance ses projets renouvelables aux États-Unis par le biais de structures dites de "*tax equity*", dans lesquelles une partie des fonds nécessaires est apportée par un "*tax partner*". Celui-ci obtient, jusqu'à un niveau de rendement préétabli, un droit préférentiel essentiellement sur les crédits d'impôts du projet qu'il pourra imputer sur sa propre base taxable.

Les investissements réalisés par le *tax partner* remplissent la définition d'un passif en IFRS. Dans la mesure où le passif de *tax equity* correspondant à ces avantages fiscaux ne donne pas lieu à une sortie de trésorerie pour l'entité projet, ce passif n'est pas représentatif d'une dette financière et est comptabilisé en "autres passifs".

Au-delà de sa désactualisation, le passif évolue essentiellement en fonction des crédits d'impôts alloués au *tax partner* et reconnus en résultat.

25.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2021	Variation du BFR au 31 déc. 2020 (1)
Stocks	(2 349)	(476)
Créances commerciales et autres débiteurs	(11 043)	(55)
Fournisseurs et autres créanciers	10 676	(545)
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	364	(58)
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de trading	(706)	(109)
Autres	680	340
TOTAL	**(2 377)**	**(902)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

25.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Stocks de gaz naturel, nets	3 079	1 146
Stocks d'uranium (1)	408	530
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	1 526	1 070
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 161	1 395
TOTAL	**6 175**	**4 140**

(1) Des instruments financiers de couverture sont adossés à ces stocks d'uranium et représentent un montant de -9 millions d'euros au 31 décembre 2021

25.3 Autres actifs et autres passifs

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	478	13 202	(2 341)	(16 752)	396	8 990	(2 004)	(12 545)
Créances/dettes fiscales	*-*	*10 628*	*-*	*(11 316)*	*-*	*6 274*	*-*	*(6 960)*
Créances/dettes sociales	*300*	*18*	*(2)*	*(2 033)*	*222*	*51*	*(6)*	*(2 667)*
Dividendes à payer/à recevoir	*-*	*15*	*-*	*(9)*	*-*	*17*	*-*	*(76)*
Autres	178	2 541	(2 339)	(3 395)	174	2 649	(1 998)	(2 841)

Les autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 96 millions d'euros au 31 décembre 2021 vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires (94 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les autres passifs comprennent 1 229 millions d'euros d'investissements réalisés par des tax partner dans le cadre du financement des projets renouvelables aux États-Unis par *tax equity* (1 123 millions d'euros au 31 décembre 2020).

NOTE 26 Contentieux et enquêtes

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Les principaux contentieux et enquêtes présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de contentieux et d'enquêtes, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les contentieux et enquêtes pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont présentés ci-après.

26.1 Renouvelables

26.1.1 Mexique – Renouvelables

Ces derniers mois, le gouvernement et les autorités publiques mexicaines ont adopté des positions et des mesures législatives et réglementaires qui affectent directement les acteurs privés de l'énergie (en particulier, les producteurs d'énergie renouvelable) et vont à l'encontre de la lettre et de l'esprit des dernières réformes du secteur énergétique mises en place en 2013 et 2014. La constitutionnalité et la légalité de certaines de ces mesures ont été attaquées dans le cadre de poursuites judiciaires lancées par des organismes non gouvernementaux et des investisseurs privés, notamment par les filiales d'ENGIE développant ou exploitant des projets renouvelables dans le pays. Ces procédures sont en cours. Un projet de révision de la Constitution remettant substantiellement en cause le cadre régulatoire applicable au secteur électrique a, par ailleurs, été déposé par le Président mexicain. Celui-ci sera discuté au sein des assemblées parlementaires dans les prochaines semaines.

26.2 Infrastructures

26.2.1 Enquête sur le mécanisme de régulation du stockage de gaz naturel en France

Le 29 février 2020, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une enquête approfondie en matière d'aide d'état sur le dispositif de régulation du stockage mis en place au 1er janvier 2018 pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France. Storengy et Géométhane ont transmis tous les éléments nécessaires à la Commission pour faire valoir leurs analyses. La Commission européenne a clôturé son enquête et a publié un communiqué de presse le 28 juin 2021 annonçant sa décision de compatibilité du dispositif de régulation du stockage avec les règles européennes relatives aux aides d'État. Cette décision sera publiée ultérieurement.

26.3 *Energy Solutions*

26.3.1 Espagne – Púnica

Dans le cadre de l'affaire Púnica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), quinze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même avaient été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est clôturée depuis le 19 juillet 2021 ; le juge d'instruction a demandé le renvoi devant la justice de fond de Cofely España et huit (anciens) collaborateurs. Cofely España a fait appel de cette décision.

26.3.2 Italie – Procédure concurrence

Le 9 mai 2019, une amende de 38 millions d'euros a été infligée conjointement et solidairement à ENGIE Servizi SpA et ENGIE Energy Services International S.A. par l'Autorité de la Concurrence italienne (Autorité) pour certaines prétendues pratiques anticoncurrentielles relatives à l'attribution du marché Consip FM4 2014. Un appel a été interjeté devant le Tribunal Administratif Régional de Lazio (TAR Lazio). Le 18 juillet 2019, le TAR Lazio a suspendu le paiement de l'amende. Le 27 juillet 2020, le TAR Lazio a annulé la décision de l'Autorité tant pour ENGIE Servizi SpA que pour ENGIE Energy Services International SA. Le 17 novembre 2020, l'Autorité a fait appel devant le Conseil d'État italien de la décision du TAR Lazio. La procédure devant le Conseil d'État italien est en cours.

26.3.3 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. À ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

Le règlement de la sentence relative à la concession d'Aguas Provinciales de Santa Fe n'aura plus d'incidences financières pour ENGIE compte tenu de la cession de ses parts dans SUEZ.

26.4 Fourniture d'Énergie

26.4.1 Démarchage

EDF a assigné ENGIE devant le Tribunal de commerce de Nanterre le 20 juillet 2017 concernant de prétendus faits de concurrence déloyale dans le cadre des campagnes de démarchage principalement en porte à porte et réclamait 13,5 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. Le Tribunal de commerce, dans son jugement du 14 décembre 2017 a condamné ENGIE à verser la somme de 150 000 euros à EDF en considérant qu'ENGIE avait commis des actes de concurrence déloyale tout en reconnaissant qu'il n'y avait aucun fait de dénigrement à l'encontre d'EDF et qu'ENGIE avait mis en place un dispositif de formation et de contrôle de ses partenaires.

ENGIE a fait appel du jugement et EDF a formé un appel incident et a réclamé 94,7 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. L'arrêt de la Cour d'appel de Versailles a été rendu le 12 mars 2019 en condamnant ENGIE à verser 1 million d'euros à EDF. En outre, la Cour d'appel a ordonné à ENGIE, sous astreinte provisoire de 10 000 euros par infraction constatée sur une période d'un an, de cesser ou faire cesser tout acte de parasitisme et de dénigrement au préjudice d'EDF.

Le 6 juillet 2020, EDF a demandé au juge de l'exécution du tribunal judiciaire de Nanterre de liquider l'astreinte prononcée par la Cour d'appel de Versailles en demandant le versement d'une somme par ENGIE de 106,89 millions d'euros et le prononcé d'une astreinte définitive de 50 000 d'euros par infraction constatée et pour une durée d'un an. Le juge de l'exécution a rendu sa décision le 11 décembre 2020 au terme de laquelle elle condamne ENGIE à verser la somme de 230 000 d'euros à EDF et prononce une nouvelle astreinte provisoire d'un montant de 15 000 euros par nouvelle infraction constatée, pendant 1 an à compter de la signification du jugement par EDF.

Le 22 décembre 2020, EDF a fait appel de ce jugement du juge de l'exécution devant la Cour d'appel de Versailles. Le 1er juillet 2021, la Cour d'appel de Versailles a rendu sa décision. Elle réduit la condamnation d'ENGIE à 190 000 euros et, considérant qu'ENGIE a démontré avoir pris des mesures susceptibles d'être efficientes et que les difficultés rencontrées tiennent pour l'essentiel au comportement des prestataires/partenaires et démarcheurs, elle annule la nouvelle astreinte provisoire et rejette la demande d'EDF de prononcer une astreinte définitive. EDF a introduit un pourvoi en cassation contre cette décision le 29 juillet 2021.

26.4.2 Commissionnement

S'agissant des prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, a rappelé le principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE, pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. Le législateur a adopté une disposition validant rétroactivement les contrats conclus avec ENEDIS et faisant obstacle à toute demande en réparation des prestations de gestion de clientèle non rémunérées. Le Conseil Constitutionnel a déclaré cette disposition conforme à la Constitution par décision du 19 avril 2019. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est toujours en cours

26.5 Production Thermique

26.5.1 Italie – Vado Ligure

Le 11 mars 2014, le Tribunal de Savone a placé sous séquestre les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre de dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016. Le dossier a été renvoyé au Tribunal de Savone pour traitement au fond ; la procédure de première instance a débuté le 11 décembre 2018 et se poursuivra en 2022.

26.5.2 Brésil – Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

Le 14 décembre 2018, l'Administration fiscale brésilienne a adressé à ENGIE Brasil Energia S.A. des avis de rectification au titre des exercices 2014, 2015 et 2016 estimant que la société était redevable des taxes PIS et COFINS (taxes fédérales sur la valeur ajoutée) sur les remboursements de certains combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant des redressements s'élève à un total de 528 millions de real brésiliens, dont 229 millions de real brésiliens de taxes auxquelles viennent s'ajouter amendes et intérêts.

ENGIE Brasil Energia conteste ces avis de rectification et a introduit des réclamations fiscales en 2019 que l'administration fiscale a toutefois rejetées. Une dernière contestation en phase administrative (avant recours éventuels devant les cours et tribunaux) a été introduite par ENGIE Brasil Energia en janvier 2020.

26.5.3 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière de dépréciation des centrales électriques

L'Administration fiscale néerlandaise rejette la déduction de dépréciation d'actifs enregistrée par ENGIE Energie Nederland NV dans ses déclarations fiscales 2010-2013. Elle conteste tant la période de prise en charge de ces dépréciations que son quantum. Elle a ainsi redressé l'intégralité des dépréciations d'actifs cumulées sur la période soit un montant de 1,9 milliard d'euros. ENGIE conteste la position de l'Administration fiscale dans ses deux composantes et a introduit un recours administratif en novembre 2018 qui a été rejeté en février 2019. Au cours du second semestre 2021, ENGIE et l'administration fiscale se sont mis d'accord sur un montant de 44 millions d'euros mettant fin à ce litige.

26.6 Nucléaire

26.6.1 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 et de Tihange 1 devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. Par arrêt du 12 juin 2018, la Cour d'appel de Bruxelles a rejeté les demandes de Greenpeace. Greenpeace a introduit un pourvoi en cassation. Ce pourvoi a été rejeté par un arrêt de la Cour de cassation du 9 janvier 2020 de sorte que l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 12 juin 2018 est devenu définitif. En ce qui concerne le recours devant la Cour constitutionnelle, celle-ci, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) pour questions préjudicielles. La CJUE, dans son arrêt du 29 juillet 2019, a considéré que la loi belge prolongeant la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 (Loi de Prolongation Doel 1 et 2) a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises mais qu'il est possible de maintenir provisoirement les effets de la loi de prolongation en cas de menace grave et réelle de rupture de l'approvisionnement en électricité et pour la durée strictement nécessaire à une régularisation. Dans son arrêt du 5 mars 2020, la Cour constitutionnelle a annulé la Loi de Prolongation Doel 1 et 2 tout en maintenant ses effets jusqu'à l'adoption par le législateur d'une nouvelle loi précédée des évaluations préalables requises et comprenant une participation du public et une consultation transfrontalière, au plus tard jusqu'au 31 décembre 2022. Le recours devant le Conseil d'État est, par ailleurs, toujours pendant.

Par ailleurs, des collectivités territoriales et des associations agissent également contre l'autorisation de redémarrage de l'unité de Tihange 2. Le 9 novembre 2018, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation intenté par certaines collectivités territoriales allemandes. Une procédure au civil était également en cours devant le tribunal de première instance de Bruxelles. Le 3 septembre 2020, celui-ci a jugé cette action recevable mais non fondée.

26.7 Autres

26.7.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le Tribunal Administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour Administrative d'Appel de Versailles, qui a invalidé le jugement du Tribunal dans un arrêt du 22 décembre 2021. Tout en reconnaissant la nature fiscale de la créance cédée, la Cour ne valide pas l'exonération du prix de cession faute de texte ou de principe en ce sens, et, faute pour la cession d'avoir été autorisée par l'État.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1er février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001, et, le 23 juin 2020, la Cour Administrative d'Appel de Versailles a donné raison à ENGIE eu égard aux demandes de remboursement relatives aux exercices 2002 et 2003 mais a rejeté celle afférente à l'exercice 2004. Compte tenu de la cession des créances de précompte 2002/2003, les sommes seront restituées à l'établissement bancaire cessionnaire. L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'État par les deux parties. Dans le cadre d'une question prioritaire de constitutionnalité, le Conseil d'État a décidé, le 23 octobre 2020, de poser une question préjudicielle à la Cour de Justice de l'Union européenne pour savoir si la Directive 90/435/CE de 1990 fait obstacle au prélèvement du précompte lors de la redistribution, par une société mère, de dividendes reçus de filiales établies dans l'Union européenne.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de Justice de l'Union européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

26.7.2 Luxembourg – Procédure d'aide d'État

Le 19 septembre 2016, la Commission européenne a publié une décision d'ouverture de procédure d'enquête en matière d'aide d'État concernant deux décisions anticipatives confirmatoires conclues avec l'État luxembourgeois, émises en 2008 et 2010, visant deux transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 20 juin 2018, la Commission européenne a adopté une décision finale négative considérant qu'il existe une aide d'État du Luxembourg au profit d'ENGIE. Le 4 septembre 2018, ENGIE a demandé l'annulation de la décision devant les juridictions européennes contestant l'existence d'un avantage sélectif. Cette procédure n'étant pas suspensive, ENGIE a mis une somme de 123 millions d'euros sous séquestre le 22 octobre 2018 au titre de l'une des deux transactions visées, l'autre n'ayant fait l'objet d'aucune matérialisation de l'aide. À l'issue de la procédure devant les juridictions européennes, cette somme sera remise à ENGIE ou à l'État luxembourgeois en fonction de l'annulation ou non de la décision de la Commission. Le 12 mai 2021, le Tribunal a rejeté les recours de l'État luxembourgeois et d'ENGIE confirmant ainsi la position de la Commission européenne relative à l'existence d'une aide d'État accordée aux filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 22 juillet 2021, ENGIE a saisi la Cour de Justice de l'Union européenne pour faire annuler la décision du Tribunal. La procédure est en cours.

26.7.3 Pologne – Procédure concurrence

Le 7 novembre 2019, une amende de 172 millions de zlotys polonais (40 millions d'euros) a été infligée à ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG (EEMHS) pour ne pas avoir répondu à une demande de communication de documents de l'Autorité de la Concurrence polonaise (UOKiK) dans le cadre d'une procédure ouverte par le UOKiK qui suspecte un potentiel défaut de notification de la part d'EEMHS et d'autres investisseurs financiers impliqués dans le financement du gazoduc Nord Stream 2 (procédure principale). EEMHS a interjeté appel devant la Cour de Protection de la Concurrence. La procédure en appel est pendante.

Dans le cadre de la procédure principale, le 6 octobre 2020, le UOKiK a prononcé une amende de 55,5 millions de zlotys polonais (approximativement 12,3 millions d'euros) à l'encontre de EEMHS. Le UOKiK a également ordonné de mettre fin aux accords de financement du projet Nord Stream 2. Le 5 novembre 2020, EEMHS a fait appel de cette décision devant la Cour de Protection de la Concurrence. La procédure d'appel suspend automatiquement l'exécution de l'ensemble des sanctions prononcées par le UOKiK. La procédure en appel est pendante.

26.7.4 Cession de 29,9% du capital de Suez à Veolia

Dans le cadre de la cession par ENGIE à Veolia de 29,9% du capital de Suez le 6 octobre 2020, ENGIE a été appelée dans diverses procédures tant en référé qu'au fond et tant en droit social qu'en droit commercial. Ces procédures mettent en présence au principal Veolia et Suez. Ces procédures ont été engagées par Suez, agissant seule ou conjointement avec ses instances représentatives du personnel. Toutes ces procédures ont été clôturées suite à l'accord intervenu entre Veolia et Suez le 14 mai 2021. ENGIE a agi en toutes circonstances dans son bon droit, n'a violé aucune de ses obligations et la cession à Veolia intervenue, qui est définitive, ne présente aucun vice de forme ou de fond qui pourrait en entacher la validité.

26.7.5 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière de déductibilité d'intérêts

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts (1,1 milliard d'euros) pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées depuis 2000. Suite au rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem. Le 4 octobre 2018, ce dernier a donné raison à l'Administration fiscale. Le 26 octobre 2020, le jugement a été confirmé par la Cour d'appel d'Arnhem. ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que la Cour a commis des erreurs de droit et a mal motivé sa décision tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen et, partant, s'est pourvue en cassation. L'audience est intervenue en juin 2021 et une décision est attendue au cours du 1er semestre 2022.

26.7.6 Prix de transfert du gaz

L'Inspection spéciale des impôts belge a adressé deux avis de rectification du résultat fiscal des exercices 2012 et 2013 pour un montant global de 706 millions d'euros considérant que le prix appliqué à la fourniture de gaz par ENGIE (alors GDF SUEZ) à Electrabel S.A. était excessif. ENGIE et Electrabel S.A. contestent cette rectification et ont sollicité l'ouverture d'une procédure amiable qui a été acceptée par la France et la Belgique en mai 2018. La procédure est en cours entre les deux États sans progrès majeur en 2021.

26.7.7 Italie – Litige fiscal accises gaz et TVA ENGIE ITALIA (ex-GDF SUEZ Energie)

En 2017, l'Administration fiscale italienne a contesté l'exonération d'accises au titre de livraisons de gaz réalisées par ENGIE Italia SpA (ENGIE Italia) auprès de clients industriels italiens au motif qu'elle ne disposait pas d'attestation de ces clients. Elle envisage de la redresser pour une somme totale de 126 millions d'euros (accises, TVA, pénalité et intérêts). ENGIE Italia conteste la légalité de cette formalité tant sur le terrain du droit italien que du droit européen et considère que la sanction est en toute hypothèse disproportionnée par rapport à une obligation formelle.

ENGIE Italia a introduit en 2018 une demande d'annulation de la notification de l'imposition auprès le tribunal de première instance de Perugia.

En octobre 2018, le tribunal de première instance a rejeté la demande d'annulation se contentant d'appliquer un ancien décret ministériel et sans prendre en compte les arguments de droit d'ENGIE Italia.

ENGIE Italia a interjeté appel du jugement en novembre 2018 et la Cour d'appel lui a donné raison en novembre 2019 au motif que les justificatifs exigés par l'Administration fiscale n'étaient pas légaux et que cette dernière devait prendre en compte la situation factuelle du contribuable pour déterminer l'assujettissement aux accises. En 2020, l'administration fiscale a renvoyé l'affaire devant la Cour de cassation. En août 2021, un accord avec l'administration fiscale italienne a été formalisé conduisant au paiement d'un montant de 3,2 millions d'euros relatif aux accises. Des discussions restent en cours pour finaliser les enjeux TVA et de taxe régionale sur accises.

NOTE 27 Événements postérieurs à la clôture

Cession de la participation résiduelle du Groupe dans la société SUEZ

Le 18 janvier 2022, le Groupe a apporté sa participation résiduelle dans SUEZ, soit 1,8%, à l'offre publique d'achat initiée par le Groupe VEOLIA. Cette opération n'aura pas d'impact sur le résultat 2022 du Groupe du fait de la valorisation de cette participation à sa juste valeur au 31 décembre 2021. Cette opération viendra réduire à hauteur de 227 millions d'euros la dette nette du Groupe en 2022.

NOTE 28 Honoraires des commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité des marchés financiers, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 14 mai 2020 a décidé de renouveler le mandat de Commissaire aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2020 à 2025.

	Deloitte			EY			
En millions d'euros	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	Total
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	**6,8**	**8,5**	**15,4**	**6,7**	**11,7**	**18,4**	**33,8**
• ENGIE SA	2,8	-	2,8	3,5	-	3,5	6,3
• Entités contrôlées	4,1	8,5	12,6	3,2	11,7	14,9	27,5
Services autres que la certification des comptes	**0,6**	**8,2**	**8,7**	**1,0**	**0,7**	**1,7**	**10,4**
• **ENGIE SA**	**0,5**	**7,5**	**8,0**	**0,8**	**0,0**	**0,8**	**8,8**
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	*0,3*	-	*0,3*	*0,3*	-	*0,3*	*0,6*
Dont autres missions d'audit	*0,2*	-	*0,2*	*0,4*	-	*0,4*	*0,6*
Dont missions de revue de contrôle interne	-	-	-	-	-	-	-
Dont services de due diligence	-	*7,5*	*7,5*	*0,1*	-	*0,1*	*7,6*
Dont missions fiscales	-	-	-	-	*0,0*	*0,0*	*0,0*
• **Entités contrôlées**	**0,1**	**0,7**	**0,7**	**0,2**	**0,7**	**0,8**	**1,6**
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	-	*0,3*	*0,3*	*0,1*	*0,2*	*0,3*	*0,6*
Dont autres missions d'audit	*0,1*	*0,1*	*0,1*	*0,0*	*0,3*	*0,3*	*0,4*
Dont missions de revue de contrôle interne	-	*0,1*	*0,1*	-	-	-	*0,1*
Dont services de due diligence	-	-	-	-	-	-	-
Dont missions fiscales	-	*0,3*	*0,3*	-	*0,2*	*0,2*	*0,5*
TOTAL	**7,4**	**16,7**	**24,1**	**7,7**	**12,4**	**20,1**	**44,2**

NOTE 29 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités des secteurs reportables Reste de l'Europe et Autres ne publient pas de comptes annuels en application des dispositions internes de droit luxembourgeois (article 70 de la loi du 19 décembre 2002) et néerlandais (article 403 du Code civil) relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit notamment de : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE United Consumers Energie BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2020

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée Générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2021, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie "Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés" du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le Code de commerce et par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2021 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

La crise mondiale liée à la pandémie de Covid-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles

Notes 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement", 10.1 "Pertes de valeur", 14 "Goodwill", 15 "Immobilisations Incorporelles" et 16 "Immobilisations Corporelles"

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2021, la valeur nette des *goodwill*, des immobilisations incorporelles et corporelles s'élève à un montant global de 70,7 milliards d'euros (après comptabilisation d'une perte de valeur de 1 milliard d'euros en 2021), soit 31,4% du total bilan, et se répartit comme suit :

- *Goodwill* : 12,8 milliards d'euros ;
- Immobilisations incorporelles : 6,8 milliards d'euros ;
- Immobilisations corporelles 51,1 milliards d'euros.

A la suite de la mise en place de sa nouvelle organisation, à compter du 1er février 2021, votre Groupe considère que les activités sous-jacentes aux Global Business Units (GBU) constituent les secteurs opérationnels au sens de la norme *IFRS 8 "Secteurs opérationnels"* et représentent ainsi le niveau le plus fin auquel les goodwill sont suivis pour les besoins de gestion interne. Votre Groupe a procédé, en conséquence, à une réallocation des *goodwill* des anciennes Business Units géographiques vers les activités sous-jacentes aux GBU, conformément aux dispositions de la norme *IAS 36 "Dépréciations d'actifs"*.

Ainsi, au 31 décembre 2021, les *goodwill* se répartissent comme suit entre les différents secteurs opérationnels :

- Infrastructures : 5,3 milliards d'euros ;
- Renouvelables : 2,2 milliards d'euros ;
- Fourniture d'énergie : 1,8 milliards d'euros ;
- Energy Solutions : 1,3 milliards d'euros ;
- Thermique : 1,1 milliards d'euros ; et
- Nucléaire : 0,8 milliard d'euros ;
- Autres : 0,3 milliard d'euros.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels votre Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable correspond, dans la plupart des cas, à la valeur d'utilité déterminée à partir :

- des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2022 et du plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 approuvés par le Comité Exécutif de votre Groupe et par votre Conseil d'Administration ; et
- au-delà de cette période : (i) d'une extrapolation des flux de trésorerie établie à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, taux de change, taux de croissance), (ii) de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, (iii) des projections à long terme des prix du CO_2 qui tiennent compte des objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "Pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019 et en juillet 2021, ainsi que (iv) de projections de prix issues du scénario de référence établi par votre Groupe pour la période 2025-2040 et approuvé par le Comité Exécutif.

Ces valeurs recouvrables reposent sur des hypothèses clés, présentées dans la note 14.4 de l'annexe aux comptes consolidés, relatives aux perspectives de marché et à l'évolution éventuelle du cadre régulatoire dont toute modification pourrait avoir une incidence significative sur le montant des pertes de valeur à comptabiliser.

En ce qui concerne les *goodwill* pour lesquels nous considérions que le risque de perte de valeur était le plus important, les évaluations reposent en particulier sur les hypothèses structurantes suivantes :

- s'agissant de l'activité Nucléaire : les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution de la demande et des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que du cadre régulatoire, votre Groupe considérant en particulier (i) un arrêt progressif, d'ici 2025, de l'ensemble des unités en Belgique et (ii) la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France au-delà des durées d'exploitation actuelles ;

Notre réponse

Dans le cadre des diligences mises en œuvre, nous avons examiné les conditions dans lesquelles les Unités Génératrices de Trésorerie ont été définies ainsi que les principes et les modalités d'allocation des *goodwill* aux activités sous-jacentes aux nouvelles GBU.

Nous avons apprécié les dispositifs de votre Groupe visant à identifier les indices de pertes de valeur ou de reprise de pertes de valeur ainsi que les procédures d'approbation des estimations par la Direction.

Nous avons examiné les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et contrôlé les calculs effectués par votre Groupe avec le support de nos spécialistes en évaluation.

Nos travaux sur les valeurs d'utilité ont principalement porté sur :

- les hypothèses du scénario de référence à long terme de votre Groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO_2, du charbon et du pétrole, inflation) dont nous avons apprécié la cohérence avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ;
- les hypothèses opérationnelles et régulatoires retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie dont nous avons apprécié la cohérence au regard notamment des conditions d'exploitation des actifs et de leur performance intrinsèque ainsi que des règlementations applicables à date et de leurs évolutions prévues ;
- les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels pour lesquels nous avons apprécié :
  - la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence de votre Groupe ;
  - la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ;
- les taux d'actualisation dont nous avons examiné les modalités de détermination et la cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, en faisant appel à des spécialistes internes en évaluation ;
- la pertinence des analyses de sensibilité de la Direction aux principales hypothèses de prix, opérationnelles et régulatoires;

S'agissant des actifs pour lesquels une décision de cession a été prise par votre Groupe, nous avons estimé le caractère hautement probable de cette dernière, les éléments considérés pour évaluer la valeur recouvrable ainsi que les modalités de classification conformément aux dispositions de la norme *IFRS 5 "Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"*.

Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les Notes 1.3, 10.1, 14.4, 15 et 16 de l'annexe aux comptes consolidés, en particulier les éléments se rapportant aux analyses de sensibilités réalisées par votre Groupe.

Point clé de l'audit	Notre réponse
• s'agissant de l'activité Renouvelables : le renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution des prix de l'électricité au-delà de l'horizon liquide. La valeur recouvrable des actifs pour lesquels une décision de cession est prise est, quant à elle, déterminée sur la base de leur valeur de marché diminuée des coûts de cession. Nous avons considéré l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles comme un point clé de l'audit en raison (i) de l'importance significative de ces éléments dans les comptes de votre Groupe, (ii) de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macroéconomiques, sectorielles et financières retenues ainsi que (iii) du jugement et des estimations qu'elles induisent de la part de la Direction, dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.	

Evaluation des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et pour le démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique

Notes 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement", 20 "Provisions" et 20.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire"

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre Groupe assume des obligations relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires exploitées en Belgique. En application de la loi Belge du 11 avril 2003, la gestion des provisions correspondantes est confiée à Synatom, société détenue par votre Groupe, qui soumet, tous les trois ans à l'approbation de la Commission des provisions nucléaires (CPN), un dossier technique et financier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. La CPN s'appuie, notamment, sur l'avis émis par l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) qui revoie l'ensemble des caractéristiques et paramètres techniques de ce dossier. Au 31 décembre 2021, ces provisions nucléaires de moyen et long terme s'élèvent respectivement à 8 milliards d'euros pour la gestion du combustible nucléaire irradié et à 6,3 milliards d'euros pour le démantèlement des centrales nucléaires. Ces provisions sont estimées à partir du cadre légal et contractuel actuel et sur la base de l'avis rendu par la CPN le 12 décembre 2019 dans le cadre de la révision triennale prévue par les dispositions légales et réglementaires. Dans l'hypothèse où des évolutions susceptibles de modifier de façon significative les paramètres retenus (le scénario industriel, l'estimation des coûts ou le calendrier) sont constatées entre deux évaluations triennales, la Commission peut réviser son avis et votre Groupe en tirer, le cas échéant, les conséquences en résultat de période. Nous avons considéré l'évaluation de ces provisions comme un point clé de l'audit en raison du caractère significatif de leurs montants respectifs et de leur sensibilité aux scénarios industriels retenus ainsi qu'aux estimations de coûts associées, tels que notamment : • s'agissant des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire : les décisions qui seront finalement prises par le gouvernement belge sur (i) le scénario de gestion du combustible irradié (retraitement d'une partie du combustible irradié ou évacuation directe, sans retraitement préalable) et (ii) la solution de gestion des déchets à long terme (en dépôt géologique profond ou en entreposage de longue durée en surface) ; • s'agissant des provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaires : l'approbation ou non par les autorités de sûreté nucléaire du plan de démantèlement retenu et de son calendrier. Cette évaluation est également sensible aux hypothèses macroéconomiques appliquées (taux d'inflation et d'actualisation).	A l'issue de la dernière révision triennale des provisions intervenue en 2019, nous avons (i) examiné les conclusions, observations et recommandations formulées dans les avis de l'ONDRAF et de la CPN, (ii) contrôlé les bases sur lesquelles les provisions avaient été évaluées et (iii) apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses techniques et aux scénarios industriels, notamment pour la gestion du combustible irradié, ainsi qu'aux hypothèses de coûts, d'échéancier des opérations, de taux d'inflation et d'actualisation appliqués aux flux de trésorerie. Compte tenu de l'absence de révision triennale ou d'évolutions susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier à fin 2021, et étant donné les procédures d'audit déjà menées lors de la dernière révision triennale des provisions au titre de l'exercice 2019, nos diligences ont principalement consisté à apprécier : • la cohérence des scénarios industriels au regard des décisions prises ou des actions envisagées par votre Groupe ou par les autorités ainsi que la concordance avec ces hypothèses des prévisions de coûts par nature et des échéanciers de décaissements ; • la cohérence du taux d'actualisation avec les hypothèses de marché sous-jacentes. Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les Notes 1.3, 20 et 20.2 de l'annexe aux comptes consolidés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses clés.

Principales estimations et jugements portant sur le chiffre d'affaires

Notes 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement", 8.1 "Chiffre d'affaires" et 8.2.1 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats"

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre Groupe procède à des estimations et fait usage de jugements notamment pour la comptabilisation (i) des ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") et, dans le cas spécifique de l'exercice clos le 31 décembre 2021, (ii) des ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire". **Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") :** L'évaluation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz se rapportant aux segments de clientèle ne faisant l'objet d'une relève de compteurs qu'en cours d'exercice comptable constitue, en date de clôture annuelle, une estimation significative. En effet, les données de relève par compteur étant transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage par rapport à la date de livraison effective, votre Groupe est amené à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2021, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 4,6 milliards d'euros et concernent principalement la France et la Belgique. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par votre Groupe. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au prix moyen de l'énergie, lequel tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. **Compensation relative aux ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire"** La forte volatilité observée sur les marchés de l'énergie et l'augmentation significative des prix du gaz naturel en résultant a conduit le Gouvernement français à plafonner, à partir du 1er novembre 2021 et temporairement jusqu'au 30 juin 2022 au travers du dispositif du "bouclier tarifaire" introduit par la loi de finances pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021), les tarifs réglementés de vente de gaz au niveau de ceux du 1er octobre 2021. Les pertes de recettes supportées par ENGIE à compter du 1er novembre 2021 constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation au travers d'une garantie irrévocable donnée par l'État français. Dans ce contexte, votre Groupe a exercé son jugement afin de déterminer les modalités de comptabilisation de la compensation à recevoir à ce titre, dont le montant est estimé à environ 248 millions d'euros au 31 décembre 2021. Compte tenu des montants en jeu, de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses retenues de volumes et de prix moyens de l'énergie, et des jugements exercés, nous avons considéré (i) l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires réalisé et non relevé ainsi que (ii) la compensation à recevoir en date de clôture au titre du dispositif de bouclier tarifaire comme un point clé de l'audit.	**Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur")** Les diligences mises en œuvre sur l'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé, en France et en Belgique notamment, ont principalement consisté à : • prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables sur l'énergie en compteur ; • évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit. Nous avons également : • comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par votre Groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • examiné que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés sur la période prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; • analysé la cohérence des volumes engagés dans les opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) avec les ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux ; • apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture. **Compensation relative aux ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire"** Concernant les impacts résultant de la mise en œuvre du mécanisme de bouclier tarifaire en France, nos diligences ont principalement consisté à : • examiner le décret gouvernemental du 23 octobre 2021 et les dispositions législatives votées dans le cadre de la loi de finances 2022 ; • analyser les conséquences financières tirées par votre Groupe de l'application des différentes dispositions encadrant le bouclier tarifaire, ainsi que l'évaluation du manque à gagner pour la période du 1er novembre 2021 au 31 décembre 2021 ; • apprécier le traitement comptable et les modalités de présentation du produit à reconnaître au sein du compte de résultat et de la créance afférente au 31 décembre 2021. Nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les Notes 1.3, 8.1 et 8.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations données dans le rapport sur la gestion du groupe du conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra financière prévue par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce figure dans le rapport sur la gestion du groupe, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article L. 823-10 de ce Code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier, établis sous la responsabilité de la Direction Générale. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre Assemblée Générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES et du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 2021, nos cabinets étaient dans la quatorzième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceuxci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;-
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;

- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;-
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022
Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Patrick E. Suissa	Nadia Laadouli	Charles-Emmanuel Chosson	Guillaume Rouger

6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2021

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan

Actif

			31 déc. 2021			31 déc. 2020
En millions d'euros		Notes	Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
Actif immobilisé						
Immobilisations incorporelles		3	**2 201**	**1 645**	**555**	**587**
Immobilisations corporelles		3	**949**	**561**	**388**	**370**
Immobilisations financières		4				
Titres de participation			74 679	11 319	63 361	60 324
Autres immobilisations financières			180	71	109	356
Total actif immobilisé	I		**78 009**	**13 596**	**64 413**	**61 637**
Actif circulant						
Stocks et en-cours		5				
Gaz			1 168	-	1 168	440
Certificats d'économie d'énergie			435	-	435	280
Autres stocks et en-cours			541	-	541	450
Avances et acomptes versés sur commandes			**147**	**-**	**147**	**73**
Créances d'exploitation		6				
Créances clients et comptes rattachés			12 260	389	11 871	3 951
Autres créances			651	-	651	655
Créances diverses						
Comptes courants des filiales			7 533	-	7 533	8 135
Autres créances			7 555	1	7 554	3 125
Valeurs mobilières de placement		7	**3 509**	**1**	**3 508**	**3 261**
Disponibilités			**191**	**-**	**191**	**219**
Total actif circulant	II		**33 991**	**391**	**33 600**	**20 590**
Comptes de régularisation	III	8	**5 673**	**-**	**5 673**	**1 771**
Écarts de conversion – actif	IV	8	**272**	**-**	**272**	**304**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À IV)**		**117 944**	**13 987**	**103 958**	**84 302**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations

Passif

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Fonds propres			
Capitaux propres	9		
Capital social		2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion		26 058	31 291
Écarts de réévaluation		39	39
Réserve légale		244	244
Autres réserves		8	-
Report à nouveau		(90)	-
Résultat net de l'exercice		1 780	(3 928)
Acompte sur dividende		-	-
Provisions réglementées et subventions d'investissement	10.2	735	621
Total capitaux propres	I	**31 211**	**30 702**
Autres fonds propres	II	**1**	**1**
Total fonds propres	I + II	**31 212**	**30 703**
Provisions pour risques et charges	III 10.1	**2 968**	**3 151**
Dettes	11		
Dettes financières	11		
Emprunts		33 015	31 924
Dettes rattachées à des participations		4 850	4 350
Comptes courants des filiales		1 150	1 377
Autres		346	507
Total dettes financières	IV	**39 361**	**38 158**
Passif circulant			
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours		6	6
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		13 976	6 231
Dettes fiscales et sociales		1 661	1 188
Autres dettes		9 176	2 285
Total passif circulant	V	**24 819**	**9 710**
Total dettes	IV+V	**64 180**	**47 868**
Comptes de régularisation	VI 12	**5 354**	**2 242**
Écarts de conversion – passif	VII 12	**244**	**339**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À VI)**	**103 958**	**84 302**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Ventes d'énergie		32 046	16 015
Autre production vendue		4 178	3 257
Chiffre d'affaires	**13.1**	**36 224**	**19 272**
Variation de la production stockée		-	-
Production immobilisée		18	15
Production		**36 242**	**19 287**
Achats d'énergie et variation des stocks		(29 165)	(12 125)
Autres achats et charges externes		(7 383)	(7 192)
Valeur ajoutée		**(305)**	**(29)**
Subventions reçues		355	87
Impôts et taxes		(146)	(102)
Charges de personnel	13.2	(507)	(522)
Excédent brut d'exploitation		**(603)**	**(567)**
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations		(175)	(257)
Dotations nettes aux provisions	13.3	158	(642)
Transfert de charges		2	10
Autres charges		(227)	(185)
Résultat d'exploitation		**(846)**	**(1 640)**
Résultat financier	**14**	**381**	**1 440**
Résultat courant		**(465)**	**(200)**
Résultat exceptionnel	**15**	**1 771**	**(4 260)**
Impôt sur les sociétés	**16.2**	**474**	**532**
RÉSULTAT NET		**1 780**	**(3 928)**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31 déc. 2021	31 déc. 2020
Capacité d'autofinancement de l'exercice	**1**	**123**	**1 223**
Variation des stocks		969	268
Variation des créances clients (nettes des clients créditeurs)		7 899	225
Variation des dettes fournisseurs		(7 745)	177
Variation des autres postes		(2 006)	632
Variation du besoin en fonds de roulement	**2**	**(882)**	**1 302**
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	**(1-2) = I**	**1 005**	**(79)**
Immobilisations incorporelles et corporelles		250	241
Immobilisations financières		3 199	710
Variation des dettes d'investissement		-	-
Investissements	**1**	**3 449**	**950**
Contributions de tiers		3	5
Produits des cessions d'éléments d'actif		1 531	3 545
Réduction des immobilisations financières		738	8
Ressources	**2**	**2 273**	**3 557**
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	**(1-2) = II**	**1 176**	**(2 607)**
DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	**(I-II) = III**	**(171)**	**2 528**
Augmentation et diminution de capital	**1**	**-**	**-**
Dividende et acompte sur dividende versés aux actionnaires	**2**	**(1 296)**	**-**
Emprunts obligataires		2 541	4 100
Emprunts Groupe		4 001	1 000
Crédits à moyen et court terme et autres emprunts		2 414	1 763
Appel au marché financier	**3**	**8 956**	**6 863**
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(7 624)	(8 010)
Remboursements	**4**	**(7 624)**	**(8 010)**
FINANCEMENT	**(1+2+3+4) = IV**	**36**	**(1 147)**
VARIATION DE LA TRÉSORERIE	**(III+IV) = V**	**(135)**	**1 381**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations

6.4.2 Notes aux comptes sociaux

NOTE 1	Règles et méthodes comptables	352
NOTE 2	Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices	357
NOTE 3	Immobilisations incorporelles et corporelles	358
NOTE 4	Immobilisations financières	360
NOTE 5	Stocks et en-cours	363
NOTE 6	Créances	364
NOTE 7	Valeurs mobilières de placement	365
NOTE 8	Comptes de régularisation et écarts de conversion actif	365
NOTE 9	Capitaux propres	366
NOTE 10	Provisions	367
NOTE 11	Dettes financières	369
NOTE 12	Comptes de régularisation et écarts de conversion passif	373
NOTE 13	Résultat d'exploitation	373
NOTE 14	Résultat financier	374
NOTE 15	Résultat exceptionnel	375
NOTE 16	Situation fiscale	375
NOTE 17	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)	376
NOTE 18	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel	384
NOTE 19	Litiges	389
NOTE 20	Éléments relatifs aux parties liées	390
NOTE 21	Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif	391
NOTE 22	Événements postérieurs à la clôture	391

NOTE 1 Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2021 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan Comptable Général (PCG), issu des règlements ANC n° 2014 03 mis à jour de l'ensemble du règlement l'ayant modifié par la suite, ainsi que les recommandations publiées par l'ANC :

- recommandations et observations relatives à la prise en compte des conséquences de l'événement Covid-19 dans les comptes et situations établis à compter du 1er janvier 2020, version mise à jour de juillet 2021 (voir Note 6 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") ;
- recommandation 2013-02, relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et avantages similaires pour les comptes annuels, modifiée le 5 novembre 2021. La modification introduit l'option d'une nouvelle méthodologie de calcul de certains engagements. L'entreprise applique cette nouvelle méthodologie de calcul pour l'évaluation de ces engagements hors bilan (voir Note 18 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

Les opérations financières relatives aux participations, aux titres et aux créances rattachées à des participations, notamment les dotations ou reprises de dépréciation, sont inscrites en résultat exceptionnel et non en résultat financier. ENGIE SA considère en application de l'article 121-3 du PCG que cette classification dérogatoire donne une image plus fidèle du compte de résultat car elle permet de regrouper avec les plus ou moins-values de cession, dans les éléments exceptionnels, tous les éléments de résultat afférents aux participations.

Utilisation d'estimations et du jugement

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la forte volatilité des marchés des matières premières, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers et l'appréciation du risque de contreparties et de liquidité. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont également été pris en considération par ENGIE SA dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz, en hausse sensible sur le second semestre 2021.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, ENGIE SA révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par ENGIE SA pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation des titres de participation (voir Note 4 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des titres de participation. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre régulatoire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à comptabiliser des pertes de valeur ou à modifier celles déjà comptabilisées ;
- la valorisation des instruments financiers (voir Note 17 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, ENGIE SA utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

  Les instruments financiers dérivés utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

  Les variations de valeur de ces instruments ne remplissant pas les critères de couverture sont comptabilisées au bilan. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, laquelle est évaluée sur la base d'ensembles homogènes ayant un sous-jacent équivalent, que ces instruments soient négociés de gré à gré ou sur un marché organisé.

  Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

  En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

  ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

  Les primes d'option sont étalées en résultat sur la durée de la couverture. Le déport/report des opérations de change à terme est comptabilisé en résultat dans la valeur d'entrée de l'élément couvert ;
- l'énergie en compteur (voir Note 6 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés et non facturés, sont déterminées sur la base de modèles mathématiques intégrant la consommation estimée des clients et une estimation des prix de vente. Le montant ainsi déterminé de l'énergie en compteur à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix retenues (voir paragraphe *Créances d'exploitation* ci-après) ;
- l'évaluation des provisions pour risques et charges (voir Note 10 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  L'évaluation des provisions pour risques et charges repose sur des hypothèses dont la modification pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;
- l'évaluation des engagements de retraite et autres engagements envers le personnel hors bilan (voir Note 18 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Toute modification dans les hypothèses retenues par ENGIE SA pourrait avoir un impact significatif sur l'évaluation des engagements.

Immobilisations incorporelles

Ce poste comprend pour l'essentiel les valeurs d'achat ou de production des logiciels, amortis sur leur durée d'utilité.

La durée d'utilité des logiciels retenue pour le calcul de l'amortissement est généralement comprise entre cinq et sept ans.

Les autres frais de développement sont immobilisés s'ils satisfont des conditions précises, notamment la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs.

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût réel d'achat ou de production, y compris les frais accessoires, à l'exception de celles acquises antérieurement au 31 décembre 1976 qui figurent pour leur valeur réévaluée à cette date.

L'essentiel des immobilisations corporelles est amorti selon le mode linéaire.

Les durées d'amortissement sont fondées sur les durées d'utilité déterminées en fonction de l'utilisation attendue des actifs. Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes :

- Constructions : de 20 à 60 ans ;
- Autres immobilisations : de 3 à 15 ans.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif sont comptabilisés en charges et étalés sur la période de financement.

Composants

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, l'actif est comptabilisé globalement. Si, dès l'origine, un ou plusieurs éléments ont chacun des durées d'utilité différentes, chaque élément est comptabilisé séparément et fait l'objet d'un plan d'amortissement propre.

Immobilisations financières

Titres de participation

Ils représentent des investissements durables qui permettent d'assurer le contrôle de la société émettrice, d'y exercer une influence notable, ou d'établir avec la société émettrice des relations d'affaires.

Les nouveaux titres acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés.

En ce qui concerne les titres pour lesquels ENGIE SA s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable à sa valeur d'utilité si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, à la valeur de rendement laquelle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (selon les méthodes *discounted cash flow* – DCF – ou *dividend discount model* – DDM) et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.

En ce qui concerne les titres pour lesquels une décision de cession a été prise, la valeur comptable des titres concernés est ramenée à leur valeur de cession estimée si celle-ci est inférieure. Dans le cas de négociations en cours, la valeur comptable des titres concernés est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite.

Mali technique

Le mali technique de fusion est rattaché comptablement à ses actifs sous-jacents, en l'occurrence les titres de participation.

Chaque quote-part du mali affectée à un actif sous-jacent subit une dépréciation lorsque la valeur actuelle de cet actif devient inférieure à sa valeur nette comptable, majorée de la quote-part de mali qui lui est affectée. La dépréciation est imputée en priorité sur la quote-part du mali technique.

La cession des actifs sous-jacents entraîne la reprise par le compte de résultat de la quote-part du mali attachée aux actifs cédés.

Créances rattachées à des participations

Il s'agit de prêts octroyés à des entreprises dans lesquelles ENGIE SA détient une participation.

Les créances rattachées sont comptabilisées à leur valeur nominale. En liaison avec l'évaluation des titres de participation, une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur d'utilité de ces créances devient inférieure à leur valeur nominale.

Des provisions pour risques peuvent être constituées si la Société estime son engagement supérieur aux actifs détenus.

Autres immobilisations financières

Les titres autres que les participations, qu'ENGIE SA a l'intention de conserver durablement, mais qui ne correspondent pas aux critères définis pour les titres de participation, figurent essentiellement dans ce compte.

Une dépréciation est éventuellement constituée selon les critères décrits ci-dessus pour les titres de participation.

Contrat de liquidité et actions propres

ENGIE SA a signé un contrat de liquidité avec un prestataire de service d'investissement, lui déléguant un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, dans le but d'assurer la liquidité et d'animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles.

Les sommes versées à ce prestataire sont inscrites en "autres titres immobilisés". Les actions sont dépréciées lorsque le cours moyen du mois de clôture est inférieur à leur valeur comptable.

Stocks

Gaz naturel

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains est porté en stocks. Il est valorisé au coût moyen d'achat intégrant le coût de transport à l'étranger et en France jusqu'en entrée des stockages, y compris le coût de regazéification du gaz naturel liquéfié, toutes origines confondues. Les sorties sont valorisées mensuellement selon la méthode du coût moyen unitaire pondéré (CMUP).

Une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager pour la distribution, est inférieure au coût moyen pondéré.

Certificats d'Économie d'Énergie (CEE)

ENGIE SA applique les dispositions du PCG relative au traitement comptable des CEE relevant du modèle "économie d'énergie".

Les ventes d'énergie génèrent une obligation d'économie d'énergie laquelle est éteinte par :

- l'achat des certificats ; ou
- l'obtention des certificats par la réalisation de travaux donnant lieu à des économies d'énergie ; ou
- le versement au Trésor public de pénalités prévues à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie.

Les certificats d'économie d'énergie sont comptabilisés comme suit :

- entrées en stocks : les certificats sont enregistrés à leur coût d'acquisition ou de production s'agissant des certificats obtenus de l'État français en contrepartie de la réalisation de dépenses d'économie d'énergie. Les certificats acquis à leur coût d'acquisition sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré ;
- sorties de stocks : les sorties de certificats sont évaluées selon la méthode du coût moyen unitaire pondéré, sont réalisées au fur et à mesure des ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie ou le cas échéant, lors de cessions (les résultats de cessions relevant du résultat d'exploitation).

À la clôture, les comptes présentent une position nette :

- un actif (stocks) est comptabilisé si les obligations d'économies d'énergie sont inférieures à la réalisation d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économie d'énergie. Il sera consommé ultérieurement par la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie, ou par des cessions ;
- un passif est comptabilisé si les obligations d'économie d'énergie sont supérieures à la réalisation d'économie d'énergie et représente le coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il sera éteint ultérieurement par l'achat de certificats ou par la réalisation de dépenses d'économie d'énergie permettant l'obtention de certificats.

Mécanisme de rémunération de capacités (CRM)

Le mécanisme de capacité introduit par la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) du 7 décembre 2010 est effectif depuis le 1er janvier 2017. Il vise à garantir durablement la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, en assurant sur le long terme l'équilibre entre production et consommation.

Pour chaque année civile :

- les fournisseurs d'électricité sont obligés de détenir des garanties de capacité à hauteur de la consommation à la pointe de leur portefeuille de clients ;
- les exploitants de capacité, de production et d'effacement s'engagent sur un certain niveau de disponibilité lors des pointes hivernales et perçoivent en contrepartie des garanties de capacité ;
- les transactions relatives aux garanties de capacité s'exercent sur le marché des garanties de capacité géré par Epex Spot (enchères) ou dans le cadre de contrats de gré à gré.

Conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 28 février 2019, le prix de référence des écarts en capacité (PREC) correspond, depuis l'année de livraison 2020, au prix de la dernière enchère intervenue pour une année de livraison donnée avant qu'elle ne débute.

La dixième enchère d'échanges de garanties de capacité de l'année 2022, organisée par Epex Spot, est intervenue le 9 décembre 2021 : le PREC pour l'année 2022 s'établit à 23 900 euros/MW.

ENGIE SA commercialise auprès d'une partie de sa clientèle des offres d'effacement indissociables de l'offre de fournitures d'électricité et est par ailleurs un obligé en tant que fournisseur d'électricité.

En l'absence de règlement spécifique de l'ANC, ENGIE SA applique aux garanties de capacité les dispositions du PCG relatives aux stocks d'exploitation de certificats d'économie d'énergie – modèle "économie d'énergie" :

- les entrées en stock sont valorisées selon les coûts exposés au titre de la période considérée pour l'acquisition ou l'obtention de garanties, conduisant à la détermination d'un coût moyen unitaire pondéré (CMUP) du stock ;
- au moment de leur restitution, les sorties de stock de garanties sont valorisées au coût moyen pondéré.

Créances d'exploitation

Les comptes clients regroupent toutes les créances liées à la vente des biens et les créances rattachées au cycle d'exploitation.

Énergie livrée non facturée

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non. Cela concerne les clients non facturés mensuellement (clientèle domestique principalement) ainsi que ceux dont la période de facturation ne correspond pas à la période de consommation du mois.

Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés, et non facturés dits "énergie en compteur" sont déterminées sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par le Groupe. Elles sont valorisées au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteur. L'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

Les clients, principalement la clientèle domestique, peuvent, par ailleurs, opter pour la mensualisation de leur règlement. Dans ce cas, une avance mensuelle est encaissée par l'entreprise, et une facture est émise à la date anniversaire du contrat donnant lieu, à cette date, au règlement (ou remboursement) de la différence entre le montant facturé et les avances déjà perçues.

Les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, sont diminuées des montants correspondants déjà encaissés par l'entreprise au titre des avances des clients mensualisés.

Dépréciation des créances clients

Le risque d'impayés est apprécié individuellement pour les clients les plus importants.

Les créances des autres clients font l'objet d'une dépréciation forfaitaire progressive en prenant en compte l'ancienneté des créances.

Le risque potentiel de non-recouvrement des créances relatives à l'énergie livrée et non facturée est également pris en compte.

Créances diverses

Les créances diverses regroupent notamment le compte courant avec ENGIE Finance, ainsi que les appels de marge. Celles qui présentent un risque de non-recouvrement font l'objet d'une dépréciation.

La crise exceptionnelle des prix de gros du gaz naturel a conduit le Gouvernement français, par le décret du 23 octobre 2021, et dans les conditions prévues par le Code de l'énergie, à geler les tarifs réglementés de vente de gaz naturel (TRVG) à des niveaux inférieurs aux coûts d'approvisionnement supportés par les fournisseurs, et ce à partir du 1er novembre 2021 s'agissant de ceux proposés par ENGIE.

Sur amendement du gouvernement, la loi de finance pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021) a introduit le dispositif de "bouclier tarifaire" :

- l'article 181 plafonne les tarifs réglementés de vente du gaz (TRVG) jusqu'au 30 juin 2022 au niveau de ceux du 1er octobre 2021 ;
- il prévoit que les pertes de recettes supportées à compter du 1er novembre 2021 par le fournisseur de gaz naturel constituent des charges imputables aux obligations de service public et qu'elles font l'objet d'une compensation garantie par l'État dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement effectivement supportés approuvés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) lors de l'établissement de la formule tarifaire. Un mécanisme de rattrapage sera mis en place dès juillet 2022 pour compenser les pertes des fournisseurs d'énergie, qui pourront alors augmenter leurs tarifs.

En conséquence, ENGIE SA constate une subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes au TRVG réalisées (voir Note 6 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont comptabilisées pour leur prix d'acquisition.

Lorsque la valeur de marché des titres au 31 décembre est inférieure à leur valeur comptable, une dépréciation est constituée pour la différence.

Dans le cas de titres cotés, cette valeur de marché est déterminée sur la base du cours de clôture.

Capitaux propres

Prime d'émission

Les frais externes directement attribuables aux augmentations de capital sont comptabilisés en diminution de la prime d'émission. Les autres frais sont portés en charges de l'exercice.

Prime de fusion

Les frais externes directement attribuables à la fusion intervenue en 2008 entre Gaz de France SA et SUEZ ont été comptabilisés en diminution de la prime de fusion.

Écarts de réévaluation

Cette rubrique résulte de la réévaluation légale de 1959, ainsi que de celle de 1976 pour les biens non amortissables hors concession.

Provisions réglementées

Amortissements dérogatoires

Un amortissement dérogatoire est constaté chaque fois que les durées d'utilité (retenues en comptabilité pour l'amortissement des immobilisations corporelles) sont différentes des durées d'usage (admises fiscalement) ou que le mode d'amortissement est différent.

Provision pour hausse de prix

La provision pour hausse de prix a été instituée par l'article 39-1-5 du CGI afin de permettre aux entreprises de déduire temporairement des bases de l'impôt une fraction des bénéfices investis dans la reconstitution des stocks en cas de hausse des prix importante.

Provisions pour risques et charges

Une provision est constituée lorsque l'entreprise a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé et dont il est probable qu'elle engendrera une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques futurs dont le montant peut être estimé de façon fiable.

Le montant comptabilisé en provisions représente la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de l'obligation actuelle à la date de clôture.

Provisions pour remise en état des terrains d'anciennes usines à gaz

Une provision pour dépollution des anciennes usines à gaz et de remise en état des sites est constituée dès l'existence d'un engagement vis-à-vis d'un tiers (conclusion d'une offre engageante de cession du bien). Les provisions sont évaluées actif par actif et reflètent la meilleure estimation des coûts à terme en fonction de l'état actuel des connaissances techniques et exigences réglementaires.

Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat d'exploitation.

Provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés

La provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre *in fine* la moins-value de cession égale à la valeur comptable des titres d'autocontrôle attribués gratuitement aux salariés. Les dotations, reprises et charges relatives aux attributions gratuites d'actions aux salariés figurent dans les charges de personnel.

Prestations de retraite et autres engagements envers le personnel

Régime spécial des Industries Électriques et Gazières

ENGIE SA relève principalement du régime spécial Invalidité, Vieillesse et Décès des Industries Électriques et Gazières présenté en Note 18.

Méthode de comptabilisation

ENGIE SA inscrit à son passif sous forme de provisions les engagements accordés au personnel correspondant à des droits déjà ouverts (rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité) ou à des prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière).

Dans le cadre de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France intervenue en 2008 avec effet rétroactif au 1er janvier 2008, les provisions pour engagements de retraite et autres avantages (retraite, indemnités de départ et régime de prévoyance) comptabilisées par SUEZ au 31 décembre 2007 ont été apportées à ENGIE SA.

Ces provisions ne font plus l'objet de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés ou de la désactualisation des provisions transférées dans le cadre de la fusion. Elles sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements.

Les autres engagements ne sont pas provisionnés au passif du bilan, ils sont mentionnés en engagements hors bilan (voir Note 17 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

Méthode d'évaluation et hypothèses actuarielles

Le mode d'évaluation retenu est fondé sur la méthode des "unités de crédit projetées". La valeur actualisée des obligations d'ENGIE SA est déterminée à hauteur des droits acquis par chaque salarié à la date d'évaluation, par application de la formule d'attribution des droits définie pour chaque régime. Lorsque la formule d'acquisition des droits intègre un palier dont l'effet est de différer l'émergence de l'obligation, celle-ci est déterminée sur un mode linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ en retraite, de mortalité et de rotation du personnel.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués.

Dettes financières

Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis en euros et en devises par la Société sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts-Comptables (OEC) n° 28 de juillet 1994, à savoir en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en dettes financières, leur remboursement n'étant pas perpétuel.

Primes de remboursement des emprunts obligataires et frais d'émission

Les frais d'émission des emprunts sont étalés linéairement sur la durée de vie des contrats concernés. Ces frais d'émission comprennent principalement les frais de publicité (pour les emprunts nécessitant un appel public à l'épargne) et les commissions dues aux intermédiaires financiers.

Les emprunts obligataires dont le remboursement est assorti de primes sont comptabilisés au passif du bilan pour leur valeur totale, primes de remboursement incluses. En contrepartie, ces dernières sont inscrites à l'actif en "comptes de régularisation" et sont amorties sur la durée de l'emprunt au prorata des intérêts courus.

Instruments financiers dérivés

Conformément aux principes réaffirmés par le règlement ANC n° 2015-05 applicable de manière obligatoire depuis le 1er janvier 2017, les instruments financiers utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

Les gains latents des opérations ne remplissant pas les critères de couverture n'interviennent pas dans la formation du résultat ; les pertes latentes de ces opérations font en revanche l'objet d'une provision.

Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

Opérations en devises

Les charges et produits en devises sont enregistrés pour leur contre-valeur en euros à la date de l'opération.

Les dettes, créances et disponibilités libellées en devises sont converties au cours de la devise au 31 décembre.

Les différences de conversion constatées sont portées au compte de résultat pour les disponibilités, et inscrites au bilan en "écart de conversion" pour les dettes et créances. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, après prise en compte des éventuels instruments de couverture attachés à ces dettes et créances.

Impôt sur les bénéfices

ENGIE SA est depuis le 1er janvier 1988 sous le régime d'intégration fiscale institué par l'article 68 de la loi n° 87-1060 du 30 décembre 1987. Elle est société tête de Groupe au sens des dispositions des articles 223 A et suivants du CGI.

Les filiales du périmètre d'intégration fiscale contribuent à la charge d'impôt du Groupe à hauteur du montant d'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration.

Les effets du régime d'intégration fiscale sont comptabilisés sur la charge d'impôt d'ENGIE SA, en tant que société mère.

Parallèlement aux modalités de répartition de l'impôt sur les sociétés, ENGIE SA constitue une provision relative aux économies d'impôt générées par les déficits remontant des filiales. Ces économies bénéficient dans un premier temps à ENGIE SA en tant que société mère et sont restituées aux filiales lors de leur retour aux bénéfices, d'où la constitution d'une provision.

NOTE 2 Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices

Faits significatifs de l'exercice

Bouclier tarifaire

La crise exceptionnelle des prix de gros du gaz naturel a conduit le Gouvernement français à geler les tarifs réglementés de vente de gaz naturel (TRVG) à des niveaux inférieurs aux coûts d'approvisionnement supportés par les fournisseurs, et ce à partir du 1er novembre 2021 s'agissant de ceux proposés par ENGIE.

L'application du mécanisme dit de "bouclier tarifaire" est détaillée dans les Notes 1, 6 et 13.5 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

Comparabilité des exercices

L'exercice 2021 est comparable à l'exercice 2020.

NOTE 3 Immobilisations incorporelles et corporelles

3.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Reclassement	31 déc. 2021
Incorporelles	**2 022**	**190**	**(16)**	**5**	**2 201**
Applications informatiques	1 474	-	(16)	178	1 636
Autres	365	-	-	5	370
En-cours [1]	183	190	-	(178)	195
Corporelles	**938**	**59**	**(43)**	**(5)**	**949**
Terrains	29	-	-	1	30
Actif de démantèlement	3	-	-	-	3
Constructions	404	-	(12)	5	397
Installations techniques	259	-	(29)	13	243
Inst. géné., agencements et aménagements divers	121	-	(2)	19	138
Autres	25	-	-	2	27
En-cours	97	59	-	(45)	111
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 960**	**249**	**(59)**	**-**	**3 150**

(1) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques

3.2 Amortissements et dépréciations

Les amortissements ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	31 déc. 2021
Incorporelles	1 287	186	(6)	1 467
Applications informatiques	1 088	165	(6)	1 247
Autres	199	21	-	220
Corporelles	542	38	(37)	543
Terrains	-	-	-	-
Actif de démantèlement	3	-	-	3
Constructions	299	9	(11)	297
Installations techniques	145	18	(24)	139
Inst. géné., agencements et aménagements divers	71	11	(2)	80
Autres	24	-	-	24
En-cours	-	-	-	-
TOTAL	**1 829**	**224**	**(43)**	**2 010**

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2020	Dotations	Reprises	31 déc. 2021
Immobilisations incorporelles	148	50	(20)	178
Immobilisations corporelles	26	1	(9)	18
TOTAL	**174**	**51**	**(29)**	**196**

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Dotations aux amortissements d'exploitation	**203**	**188**
Dotation aux amortissements linéaires	202	186
Dotation aux amortissements dégressifs	1	2
Dotation aux amortissements des actifs de démantèlement	-	-
Dotations aux amortissements exceptionnels	**22**	**20**
Reprises sur amortissements	**-**	**-**

3.3 Valeurs nettes

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles et corporelles s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes	Amortissements cumulés	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2021	Valeurs nettes au 31 déc. 2020
Incorporelles	**2 201**	**(1 467)**	**(178)**	**555**	**587**
Applications informatiques	1 636	(1 247)	(55)	333	379
Autres	370	(220)	(123)	27	26
En-cours	195	-	-	195	182
Corporelles	**949**	**(543)**	**(18)**	**388**	**370**
Terrains	30	-	-	30	24
Actif de démantèlement	3	(3)	-	-	-
Constructions	397	(297)	(7)	93	95
Installations techniques	243	(139)	-	104	113
Inst. géné., agencements et aménagements divers	138	(80)	(11)	47	40
Autres	27	(24)	-	3	1
En-cours	111	-	-	111	97
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 151**	**(2 010)**	**(196)**	**943**	**957**

NOTE 4 Immobilisations financières

4.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Autres	31 déc. 2021
Titres de participation	**72 497**	**2 709**	**(527)**	**-**	**74 679**
Titres de participation consolidés	71 927	2 561	(379)	(8)	74 101
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	32	-	-	-	32
Titres de participation non consolidés	538	148	(148)	8	546
Autres immobilisations financières	**426**	**517**	**(763)**	**-**	**180**
Autres titres immobilisés	32	-	(1)	-	31
Créances rattachées à des participations	342	347	(583)	-	106
Prêts	13	7	(6)	-	14
Autres immobilisations financières	39	163	(173)	-	29
TOTAL	**72 923**	**3 226**	**(1 290)**	**-**	**74 859**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel

Les mouvements sur les actions propres sont détaillés en Note 9.1.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en Note 4.4.

La variation des créances rattachées s'explique par le remboursement de la créance ENGIE Renouvelable pour 270 millions d'euros et par une nouvelle créance accordée à Réservoir Sun pour 33 millions d'euros.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2021 s'explique essentiellement par les opérations suivantes :

- cession de titres GRTgaz pour - 338 millions d'euros ;
- cession des titres Ecometering pour - 38 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital d'Equans pour 2 500 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital COGAC pour 25 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital SFIG pour 36 millions d'euros.

Au 31 décembre 2021, le poste "autres immobilisations financières" est composé de :

- dépôts versés pour 19 millions d'euros ;
- titres détenus dans le cadre de contrats de liquidités pour 10 millions d'euros.

4.2 Dépréciations

En millions d'euros	31 déc. 2020	Dotations	Reprises	Autres	31 déc. 2021
Titres de participation consolidés	11 912	66	(957)	(8)	11 013
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	31	-	-	-	31
Titres de participation non consolidés	231	37	(1)	8	275
Autres titres immobilisés	9	-	(3)	-	6
Créances rattachées à des participations	60	4	-	-	64
Prêts	-	-	-	-	-
TOTAL	**12 243**	**107**	**(961)**	**-**	**11 389**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel

La variation des dépréciations s'explique principalement par :

- les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - ENGIE New Ventures pour 27 millions d'euros,
  - SFIG pour 22 millions d'euros,
  - ENGIE China Investement Cy pour 10 millions d'euros,
  - ENGIE Information & Technologies pour 4 millions d'euros ;
- les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - Electrabel pour 698 millions d'euros,
  - COGAC pour 205 millions d'euros,
  - Ecometering pour 31 millions d'euros,
  - GENFINA pour 23 millions d'euros.

La valeur d'utilité des titres de participations retenue pour la détermination des dépréciations est déterminée par référence à :

- la valeur intrinsèque pour les sociétés de financement : elle correspond à l'actif net réévalué des plus-values latentes ;
- la valeur de rendement pour les sociétés cotées en bourse, notamment SUEZ : elle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice ;
- la valeur d'utilité pour les autres filiales opérationnelles : elle correspond au flux de trésorerie/dividendes (DCF/DDM) attendus pour les filiales portant directement ou indirectement des activités opérationnelles.

Les trajectoires supportant ces valeurs proviennent du budget 2022 et du plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2025-2040 lesquelles ont été approuvées en novembre 2021 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide ("prix *forward*") concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de forte volatilité des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO_2 sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019 et en juillet 2021. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

En particulier, les hypothèses les plus structurantes pour la détermination de la valeur d'utilité d'Electrabel, dont la valeur comptable représente près de la moitié du portefeuille titres d'ENGIE SA, concernent l'évolution :

- du cadre régulatoire de ses activités dans chacun des pays d'implantation et notamment du cadre régulatoire belge portant sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes ainsi que sur le niveau des redevances et contributions nucléaires payées à l'État belge ;
- de la demande de gaz et d'électricité ;
- des prix de l'électricité ;
- des taux de change ;
- et des taux d'actualisation.

Electrabel porte directement ou via des participations en Europe et à l'international les activités opérationnelles principales suivantes :

- production et vente d'électricité :
  - à partir du parc de centrales nucléaires en Belgique ;
  - à partir de capacités thermiques principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Australie, Singapour, Brésil, Porto Rico, Chili, Mexique, Pérou, Moyen-Orient ;
  - à partir de capacités de production renouvelables principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Allemagne, Royaume-Uni, Brésil, Chili, Mexique.
- commercialisation de gaz naturel et d'électricité en Belgique, Pays-Bas, Italie, Royaume-Uni, Australie, Singapour ;
- gestion et optimisation de portefeuilles d'actifs physiques et contractuels.

4.3 Valeurs nettes

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2021	Valeurs nettes au 31 déc. 2020
Titres de participation	**74 679**	**(11 319)**	**63 360**	**60 323**
Titres de participation consolidés	74 101	(11 013)	63 088	60 015
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	32	(31)	1	1
Titres de participation non consolidés	546	(275)	271	307
Autres immobilisations financières	**180**	**(71)**	**109**	**357**
Autres titres immobilisés	31	(6)	25	23
Créances rattachées à des participations	106	(65)	42	282
Prêts	14	-	14	13
Autres immobilisations financières	29	-	29	39
TOTAL	**74 859**	**(11 390)**	**63 469**	**60 680**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel

4.4 Filiales et participations

Certaines données du tableau sont non auditées.

En millions d'euros	Capital social	Autres capitaux propres	% du capital détenu	Valeur comptable des titres détenus Brut	Provisions	Montant des prêts et avances consentis	Montant des cautions et avals fournis	Chiffre d'affaires	Bénéfice net ou perte	Dividendes encaissés en 2021	Date de clôture
Raison sociale											
A – Renseignements détaillés concernant les participations dont la valeur brute excède 1% du capital d'ENGIE SA soit 24 352 850 euros											
1. Filiales (quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%)											
Agua Provinciales de Santa Fe	1	(180)	64,19%	39	(39)	-	-	-	(12)	-	12/2020
Celizan	-	-	100,00%	31	(31)	-	-	-	-	-	12/2021
Cogac	1 002	(201)	100,00%	2 580	(277)	-	-	-	(314)	-	12/2021
Electrabel	5 790	11 107	99,13%	34 148	(8 626)	-	-	13 622	169	-	12/2021
ENGIE Renouvelables	507	6	100,00%	1 641	-	-	-	-	28	-	12/2021
ENGIE Alliance	100	(49)	64,00%	62	-	-	1 000	-	(49)	-	12/2021
ENGIE China Invest Company	43	(24)	100,00%	123	(69)	-	-	-	(7)	-	12/2021
ENGIE Energie Services	699	8	100,00%	2 933	-	-	-	2 259	(132)	-	12/2021
ENGIE Energie Services International	1 571	103	100,00%	3 908	-	-	-	5	(25)	-	12/2021
ENGIE Finance	5 460	282	100,00%	5 567	-	3 345	-	2	171	143	12/2021
ENGIE IT	105	(165)	100,00%	228	(228)	-	-	379	(61)	-	12/2021
ENGIE Management Company	63	(130)	100,00%	115	(115)	-	-	168	(24)	-	12/2021
ENGIE New Business	216	(26)	100,00%	219	-	-	-	-	(25)	-	12/2021
ENGIE New Ventures	69	(45)	100,00%	92	(44)	-	-	-	(38)	-	12/2021
ENGIE Rassembleurs d'Énergies	50	(17)	100,00%	50	(6)	-	-	-	(2)	-	12/2021
Equans	625	1 858	100,00%	2 500	-	-	-	-	(17)	-	12/2021
GDF International	3 972	721	100,00%	3 972	-	-	-	10	315	36	12/2021
Genfina	100	424	100,00%	2 627	(1 354)	-	-	-	9	-	12/2021
GRDF	1 801	1 882	100,00%	8 405	-	-	-	3 559	338	452	12/2021
GRTgaz	640	4 172	60,81%	1 901	-	-		1 849	415	262	12/2021
S.F.I.G	2	9	100,00%	94	(80)	-	-	13	1	-	12/2021
Sopranor	-	3	100,00%	245	(242)	-	-	-	(1)	-	12/2021
Storengy SAS	2 733	123	100,00%	2 733	-	-	-	63	112	107	12/2021
50FIVE	-	6	100,00%	34	(34)	-	-	12	(4)	-	12/2021
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)											
Aguas Argentinas	1	(8)	48,20%	145	(145)	-	-	-		-	12/2020

En millions d'euros	Capital social	Autres capitaux propres	% du capital détenu	Valeur comptable des titres détenus		Montant des prêts et avances consentis	Montant des cautions et avals fournis	Chiffre d'affaires	Bénéfice net ou perte	Dividendes encaissés en 2021	Date de clôture
				Brut	Provisions						
B – Renseignements concernant les autres filiales ou participations											
1. Filiales non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	59	(22)	-				1	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	9	-	-				-	
2. Participations non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	20	(6)	-				35	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	24	-						
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	216	(7)	-				8	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL				**74 720**	**(11 325)**					**1 044**	

NOTE 5 Stocks et en-cours

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2021
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	440	1 712	(985)	1 167
Certificats d'Économie d'Énergie	285	1 193	(1 042)	435
Garanties de capacités	450	159	(70)	539
Garanties d'origine	-	2		2
TOTAL	**1 174**	**3 066**	**(2 098)**	**2 143**

Les dépréciations des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2021
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	-	-	-	-
Certificats d'Économie d'Énergie	(5)	-	5	-
Garanties de capacités	-	-	-	-
Garanties d'origine	-	-	-	-
TOTAL	**(5)**	**-**	**5**	**-**

Les valeurs nettes des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2021	Valeurs nettes au 31 déc. 2020
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	1 167	-	1 167	440
Certificats d'Économie d'Énergie	435	-	435	280
Garanties de capacités	539	-	539	450
Garanties d'origine	2	-	2	-
TOTAL	**2 143**	**-**	**2 143**	**1 169**

5.1 Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2021 est en augmentation de 727 millions d'euros par rapport à fin décembre 2020.

L'effet prix (+198,18%) entraîne la forte hausse de la valeur du stock de gaz naturel, alors que les volumes baissent notamment sur les stockages à l'étranger (-2,7 TWh).

5.2 Certificats d'économie d'énergie

Le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 avait prolongé la quatrième période d'une année et modifié le volume de TWh cumac* exigible sur la nouvelle période.

(*) cumac : unités cumulées et annualisées sur la durée de vie de l'équipement.

De ce fait, l'objectif national d'économie d'énergie pour cette quatrième période, du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2021, avait été fixé à 2 133 TWh sur quatre ans pour l'ensemble des vendeurs, dont 533 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique (en application de l'article 30 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte – LTECV).

En application du décret n° 2017-690 du 2 mai 2017, l'obligation annuelle d'ENGIE SA pour l'obligation certificats d'économie d'énergie (CEE) "classique" est déterminée en appliquant à ses ventes les coefficients suivants : 0,278 kWh cumac/kWh vendu pour le gaz naturel, et 0,463 pour l'électricité.

Pour l'obligation CEE "précarité énergétique" (533 TWhc), le coefficient de proportionnalité permettant de calculer l'obligation CEE à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique supplémentaire à l'obligation CEE "classique" est fixé à 0,333.

Au titre de la quatrième période qui s'est achevée au 31 décembre 2021 :

- ENGIE SA a respecté ses engagements en tant qu'obligé ;
- ENGIE SA transmettra au PNCEE la déclaration certifiée par les Commissaires aux comptes des volumes d'énergie vendus sur la 4e période ;
- la procédure de réconciliation administrative telle que définie aux articles R. 221-1 à R. 221-13 du Code de l'énergie interviendra au cours de l'exercice 2022. Sur base de la notification définitive qui sera établie par le PNCEE, le registre procédera à l'annulation des CEE correspondant à l'obligation d'ENGIE SA, en commençant par les plus anciens.

Le décret n° 2021-712 du 3 juin 2021 a fixé les modalités pour la cinquième période d'obligation d'économies d'énergie qui s'étend du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2025 : l'objectif national d'économie d'énergie pour cette cinquième période est désormais fixé à 2 500 TWh sur quatre ans pour l'ensemble des vendeurs, à savoir 1 770 TWh cumac d'obligation classique et 730 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique.

5.3 Mécanisme de rémunération de capacité

Les obligations de capacités sont dépendantes des volumes de ventes d'électricité.

En 2021, ENGIE SA continue d'accroître ses ventes d'électricité, et augmente ses stocks de CRM en corrélation, pour couvrir ses obligations.

NOTE 6 Créances

6.1 Échéancier des créances

En millions d'euros	Montants bruts au 31 déc. 2021	Degré de liquidité		
		À fin 2022	De 2023 à 2026	2027 et au-delà
Actif immobilisé	**180**	**5**	**1**	**174**
Créances rattachées à des participations	106	4	-	101
Prêts	14	1	1	13
Contrats de liquidité	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	60	-	-	60
Actif circulant	**28 146**	**27 704**	**307**	**136**
Créances clients et comptes rattachés (1)	12 260	12 233	27	-
Comptes courants des filiales	7 533	7 533	-	-
Autres créances d'exploitation	651	651	-	-
Autres créances (2)	7 555	7 140	280	136
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	147	147	-	-
TOTAL	**28 326**	**27 709**	**308**	**309**

(1) Les ventes d'énergie en compteur nettes des avances reçues des clients mensualisés s'élèvent à 753 millions d'euros TTC au 31 décembre 2021 contre 590 millions d'euros TTC au 31 décembre 2020

(2) Dont 248 millions d'euros de subventions à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes au TRVG réalisées au cours des mois de novembre et décembre 2021

6.2 Dépréciations des créances

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2021
Créances rattachées à des participations	60	4	-	-	65
Prêts	-	-	-	-	-
Créances clients et comptes rattachés (1)	410	225	(245)	-	389
Autres créances diverses	1	-	-	-	1
TOTAL	**471**	**229**	**(245)**	**-**	**455**

(1) Dont 33,2 millions d'euros de dépréciations de créances liées à la Covid-19

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2021	Valeurs nettes 31 déc. 2020
Titres autocontrôle destinés aux attributions gratuites d'actions	199	-	199	249
OPCVM	1 831	(1)	1 830	2 430
Dépôts à terme	1 479	-	1 479	582
TOTAL	**3 509**	**(1)**	**3 508**	**3 261**

La valeur brute des titres d'autocontrôle au 31 décembre 2021 est de 199 millions d'euros, et ne fait pas l'objet d'une dépréciation. La valeur nominale des actions auto-détenues est de 15 millions d'euros.

Tous les titres d'autocontrôle en stock sont affectés à un plan. Ces actions sont valorisées au cours du jour de décision d'attribution, par le Conseil d'Administration, du plan auquel elles sont affectées. Ces actions sont conservées jusqu'à leur livraison à leur valeur nette comptable et font l'objet d'une provision constatée au passif (voir Note 10.1.2 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

NOTE 8 Comptes de régularisation et écarts de conversion actif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2021
Primes de remboursement des emprunts	159	28	(23)	164
Frais d'émission d'emprunts à étaler	47	16	(10)	53
Contrats optionnels	442	1 641	-	2 083
Instruments financiers	1 123	2 281	(31)	3 373
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**1 771**	**3 966**	**(64)**	**5 673**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF	**304**	**102**	**(134)**	**272**

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes et frais d'émission d'emprunts d'ENGIE SA restant à étaler ;
- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;
- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises.

Écarts de conversion Actif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 9 Capitaux propres

9.1 Capital social – actions en circulation

Le capital social est entièrement libéré. Chaque action, d'un euro nominal, confère un droit de vote simple.

Capital social	
Actions composant le capital social au début de l'exercice	2 435 285 011
Nombre total d'actions composant le capital social	**2 435 285 011**

Au cours de l'exercice 2021, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 11 986 865 actions et des cessions cumulées de 11 986 865 actions ayant généré une plus-value nette de 34 364,29 euros. Au 31 décembre 2021, ENGIE SA ne détient plus d'actions propres dans le cadre du contrat de liquidité.

Dans le cadre des plans d'attribution d'actions gratuites (voir Note 9.3 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux"), ENGIE SA détient 15 083 149 actions propres au 31 décembre 2021.

9.2 Évolution des capitaux propres

En millions d'euros	
Capitaux propres au 31 décembre 2020	**30 702**
Dividendes distribués et acompte sur dividende et autres	(1 386)
Écarts de réévaluation	
Provisions réglementées – Subventions investissements	115
Résultat	1 780
Capitaux propres au 31 décembre 2021	**31 211**

ENGIE SA a versé en 2021 :

- au titre de l'exercice 2020, un dividende de 0,53 euro par action pour un montant total de 1 282,7 millions d'euros, déduction faite des actions auto-détenues au jour de la mise en paiement des dividendes pour 8 millions d'euros ;
- un dividende sur prime de fidélité de 0,053 euro par action pour un montant total de 13,5 millions d'euros.

9.3 Plans d'attribution d'actions gratuites au personnel et options d'achat d'actions

Politique d'attribution

L'attribution d'actions gratuites aux salariés a pour objectif d'associer tous les salariés à la croissance et à la performance du Groupe. Ces plans décidés par le Conseil d'Administration conformément aux décisions prises par l'Assemblée Générale de la Société sont généralement attribués sous réserve d'une condition de présence de 2 ans et de la satisfaction de conditions de performance.

Au cours de l'exercice 2021, ENGIE SA a attribué 4 935 570 et livré 3 336 913 actions gratuites à certains salariés du groupe ENGIE.

Compte tenu de l'ensemble des plans en cours, du nombre de bénéficiaires, et d'hypothèses de turn-over, ENGIE SA estime son obligation de livraison d'actions à 19 774 833 actions au 31 décembre 2021.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2021, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 15 083 149 au 31 décembre 2021, pour un montant total de 199 millions d'euros net de provision. La valeur de marché ressort à 196 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Historique des plans en vigueur	Volumes d'actions attribuées	Volume d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge de la période *(en millions d'euros)* 2021	2020
Actions gratuites attribuées					
Plan ENGIE 14 décembre 2016	119 852	119 852	12,030	(1,37)	(53,62)
Plan ENGIE 13 décembre 2017	4 885 797	3 081 508	14,700	(65,44)	22,02
Plan ENGIE 7 mars 2018	62 792	59 991	12,645	(0,74)	(0,47)
Plan Link Abondement 2 août 2018	279 557	-	13,440	0,75	0,75
Plan ENGIE 11 décembre 2018	4 629 656	-	12,260	17,32	17,37
Plan ENGIE 27 février 2019	176 062	75 562	13,900	(0,72)	1,01
Plan ENGIE 17 décembre 2019	4 773 593	-	14,730	21,54	21,60
Plan ENGIE 26 février 2020	262 203	-	15,640	2,91	
Plan ENGIE 17 décembre 2020	4 693 623	-	12,670	17,86	0,66
Plan ENGIE 25 février 2021	283 065	-	12,605	1,24	
Plan ENGIE 16 décembre 2021	4 652 504	-	13,000	0,76	
TOTAL	**24 818 704**	**3 336 913**		**(5,89)**	

NOTE 10 Provisions

10.1 Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Au 31 déc. 2021
Provisions pour reconstitution des sites (Note 10.1.1)	20		(3)		17
Provisions relatives au personnel (Note 10.1.2)	248	65	(56)	(24)	233
Provisions pour impôts (Note 10.1.3)	21				21
Provisions pour intégration fiscale (Note 10.1.4)	1 060	101	(122)	(4)	1 035
Garantie sur cessions	-				-
Risques sur filiales (Note 10.1.5)	64	84	(21)		127
Autres provisions pour risques et charges (Note 10.1.5)	1 737	1 080	(1 283)	-	1 535
TOTAL	**3 151**	**1 330**	**(1 485)**	**(28)**	**2 968**

10.1.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2021 s'élèvent à 17 millions d'euros contre 20 millions d'euros en 2020 et se décomposent de la manière suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Au 31 déc. 2021
Provisions pour reconstitution des sites (hors PNC)	15	-	(3)	-	12
Provisions pour remise en état des sites (PNC)	5	-	-	-	5
TOTAL	**20**	**-**	**(3)**	**-**	**17**

La provision pour reconstitution des sites (hors plan national de cession – PNC) de 12 millions d'euros au 31 décembre 2021 couvre la remise en état des locaux de La Défense et de Saint-Denis (Landy). La reprise de provision de 3 millions d'euros concerne le site de Lyon (Monolythe).

10.1.2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Au 31 décembre 2021, les provisions pour engagements de retraite s'élèvent à 5 millions d'euros. Les engagements de retraite sont couverts par des fonds assurantiels.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 13 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité, les rentes pour accidents du travail et maladies professionnelles en cours de service à la clôture, les médailles du travail et l'amiante sont intégralement provisionnées à hauteur de 88 millions d'euros.

Le montant total de ces provisions s'élève à 106 millions d'euros au 31 décembre 2021. La Note 18.4 reprend le détail de la variation de ces provisions.

Les indemnités de fin de carrière sont partiellement couvertes par des fonds assurantiels. Le découvert correspondant ressort à 31 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Provisions au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés

Au 31 décembre 2021, les provisions constituées au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés s'élèvent à 126 millions d'euros contre 131 millions d'euros au 31 décembre 2020. La provision pour cotisations patronales liées aux AGA s'élève à 2 millions d'euros comme au 31 décembre 2020.

En 2021, ENGIE SA a constaté une dotation de 63 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 69 millions d'euros suite à l'arrivée à échéance de plans d'attribution d'actions gratuites.

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans.

10.1.3 Provisions pour impôts

ENGIE SA a dans ses comptes plusieurs provisions pour risques fiscaux liés aux vérifications de comptabilités opérées par l'administration fiscale française.

La provision relative à l'impôt sur les sociétés s'élève à 21 millions d'euros au 31 décembre 2021 comme au 31 décembre 2020. Elle porte essentiellement sur le prix de transfert du GNL.

10.1.4 Provisions pour intégration fiscale

ENGIE SA a opté pour le régime de l'intégration fiscale et, à ce titre, constitue une provision pour couvrir son obligation de restituer aux filiales les déficits fiscaux utilisés. Au cours de l'exercice 2021, ENGIE SA a doté cette provision à hauteur de 101,3 millions d'euros et repris un montant de 57,6 millions d'euros, conduisant à un solde de 640,8 millions d'euros à la clôture.

Au 31 décembre 2007, GRDF faisait partie du groupe d'intégration fiscale, la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz était par conséquent neutre fiscalement. Pour autant, la filiale bénéficie depuis 2008 dans ses comptes sociaux d'une économie d'impôts induite par la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz naturel. Ce sur-amortissement est neutralisé au niveau de l'intégration fiscale. Conformément aux conventions d'intégration fiscale signées avec ses filiales, ENGIE SA a constitué une provision pour intégration fiscale envers GRDF pour un montant définitif de 1 938 millions d'euros sur la base de la quote-part amortissable. Au 31 décembre 2021, 69,5 millions d'euros correspondant à la neutralisation du sur-amortissement induit par la quote-part amortissable générée au cours de l'exercice ont été repris ; la reprise au 31 décembre 2020 était de 80,7 millions d'euros.

Au 31 décembre 2021, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 034,6 millions d'euros dont 393,7 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel de GRDF.

10.1.5 Autres provisions pour risques et charges

Les autres provisions pour risques et charges recouvrent principalement les provisions pour risques sur autres tiers, pour litiges commerciaux et réclamations ainsi que les risques de change et de taux.

Les dotations et reprises sur ces provisions impactent principalement les résultats exceptionnel et financier.

Les provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2021 s'élèvent à 1 535 millions d'euros contre 1 737 millions d'euros en 2020 se décomposant comme suit :

- provisions pour contrats déficitaires : 1 243 millions d'euros ;
  - 517 millions d'euros (dont 138 millions d'euros au titre d'un nouveau contrat déficitaire de capacités TEREGA) sur contrats d'approvisionnement long terme de gaz, de capacités de transport et de stockage ainsi qu'un contrat d'échange d'électricité répondent à la définition comptable des contrats déficitaires. Ces contrats ne sont plus nécessaires pour les besoins industriels du Groupe et les coûts inévitables pour satisfaire à leurs obligations sont supérieurs aux avantages économiques à recevoir attendus,
  - 599 millions d'euros sur le contrat de *tolling* relatif à la CCGT Cartagena (Espagne), signé en 2011, et portant jusqu'à 2028 comme structurellement et durablement déficitaire compte tenu des conditions du marché espagnol de l'électricité et des conditions du nouveau CRM attendu en 2023,
  - 126 millions d'euros relatifs à deux contrats immobiliers répondent également depuis 2020 aux critères du contrat déficitaire ;
- provisions pour autres risques : 18 millions d'euros, dont l'essentiel provient de la provision pour *mark-to-market* (juste valeur de marché) négatif pour 12 millions d'euros ;
- provisions pour risques de taux : 103 millions d'euros ;
- provisions pour litiges : 65 millions d'euros ;
- provisions pour restructuration : 74 millions d'euros ;
- provisions pour risques sur perte de change : 32 millions d'euros.

La provision pour risques filiales s'élève à 127 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 64 millions d'euros au 31 décembre 2020.

10.2 Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises	Transfert	Au 31 déc. 2021
Provisions réglementées	**598**	**356**	**(244)**	**-**	**710**
Amortissements dérogatoires	567	267	(244)	-	590
Provision pour hausse de prix	31	89	-	-	120
Provision pour investissement	-		-		-
Subventions d'investissement	**23**	**3**	**(1)**	**-**	**25**
TOTAL	**621**	**359**	**(245)**	**-**	**735**

NOTE 11 Dettes financières

11.1 Récapitulatif des dettes financières

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020
Emprunts	**33 015**	**31 924**
Emprunts obligataires hybrides	3 767	3 913
Emprunts obligataires	23 154	23 108
Autres emprunts	6 094	4 903
Dettes rattachées à des participations	**4 850**	**4 350**
Comptes courants filiales	**1 150**	**1 377**
Autres dettes financières	**346**	**507**
Dépôts reçus de la clientèle	25	27
Dépôts reçus sur dérivés	-	9
Intégration fiscale	-	65
Part courue des charges d'intérêts	280	353
Soldes créditeurs de banques	7	18
Divers	34	34
TOTAL	**39 361**	**38 158**

L'augmentation de 1 203 millions d'euros des dettes financières s'explique principalement par :

- l'augmentation des dettes rattachées à des participations pour 500 millions d'euros, correspondant au nouvel emprunt auprès d'ENGIE Finance pour 4 000 millions d'euros en grande partie compensé par un remboursement pour 3 500 millions d'euros de l'emprunt arrivé à échéance ;
- la hausse de l'encours des *Negotiable European Commercial Paper* (NEU CP) pour 778 millions d'euros, la hausse de l'encours des *United States Commercial Paper* (USCP) pour 161 millions d'euros, les tirages et remboursements de tirages de la ligne de crédit souscrite auprès de la Banque Européenne d'Investissement pour une diminution nette de 249 millions d'euros, et la nouvelle souscription d'un emprunt bancaire court terme pour 500 millions d'euros entraînent une augmentation des autres emprunts pour 1 191 millions d'euros ;
- la baisse des positions créditrices des comptes courants des filiales pour 227 millions d'euros ;
- la diminution de 146 millions d'euros des emprunts obligataires hybrides (rachats partiels pour 532 millions d'euros, exercice du *call* pour 363 millions d'euros compensés par une nouvelle émission de 750 millions d'euros).

11.2 Échéancier des dettes

		Degré d'exigibilité		
En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	À fin 2022	De 2023 à 2026	2027 et au-delà
Dettes financières	**39 361**	**9 090**	**13 483**	**16 788**
Emprunts obligataires hybrides	3 767	-	2 167	1 600
Emprunts obligataires	23 154	2 132	6 154	14 868
Autres emprunts	6 094	5 462	312	320
Dettes rattachées à des participations	4 850		4 850	-
Comptes courants filiales	1 150	1 150	-	-
Autres dettes financières	346	346	-	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	**13 976**	**13 976**	**-**	**-**
Dettes fiscales et sociales	**1 661**	**1 661**	**-**	**-**
Autres dettes	**9 176**	**9 176**	**-**	**-**
Avances clients et comptes rattachés	691	691	-	-
Autres	8 485	8 485	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	**6**	**6**	**-**	**-**
TOTAL	**64 180**	**33 909**	**13 483**	**16 788**

11.2.1 Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2021	Date d'émission	Date de mise à jour des taux	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	393	06/2014	06/2024	3,875%	Paris
En millions d'euros	274	01/2018	04/2023	1,375%	Paris
En millions d'euros	1 000	01/2019	02/2025	3,250%	Paris
En millions d'euros	500	07/2019	07/2025	1,625%	Dublin
En millions d'euros	850	11/2020	11/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	750	07/2021	07/2031	1,875%	Paris

11.2.2 Détail des emprunts obligataires

	Au 31 déc. 2021	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	693	10/2010	10/2022	3,500%	Paris
En millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5,950%	Paris
En millions d'euros	742	06/2012	02/2023	3,000%	Paris
En millions d'euros	410	07/2012	07/2022	2,625%	Paris
En millions d'euros	1 300	05/2014	05/2026	2,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2026	1,000%	Paris
En millions d'euros	500	03/2015	03/2035	1,500%	Paris
En millions d'euros	700	03/2017	03/2024	0,875%	Paris
En millions d'euros	800	03/2017	03/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	500	09/2017	02/2023	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	02/2029	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	750	06/2018	06/2028	1,375%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2025	0,875%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2033	1,875%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2039	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2019	03/2027	0,000%	Paris
En millions d'euros	900	10/2019	10/2030	0,500%	Paris
En millions d'euros	600	10/2019	10/2041	1,250%	Paris
En millions d'euros	1 000	03/2020	03/2025	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2020	03/2028	1,750%	Paris
En millions d'euros	750	03/2020	03/2032	2,125%	Paris
En millions d'euros	750	06/2020	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	10/2021	10/2029	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	10/2021	10/2036	1,000%	Paris
En millions de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
En millions de livres sterling	700	10/2010	10/2060	5,000%	Paris
En millions de livres sterling	400	10/2011	10/2060	5,000%	Paris
En millions de francs suisses	175	10/2012	10/2024	1,625%	Zürich
En millions de dollars américains	750	10/2012	10/2022	2,875%	Aucune

	Au 31 déc. 2021	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Placements privés					
En millions d'euros	100	10/2011	10/2023	CMS10YR +0,505%	Paris
En millions d'euros	100	03/2013	03/2033	3,375%	Aucune
En millions d'euros	81	04/2013	04/2038	3,703%	Aucune
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	100	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	50	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	100	06/2017	06/2032	1,625%	Paris
En millions d'euros	100	10/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	50	07/2018	07/2027	1,157%	Paris
En millions d'euros	75	07/2018	07/2038	CMS	Paris
En millions d'euros	290	06/2021	06/2024	0,000%	Paris
En millions de couronnes norvégiennes	500	04/2013	04/2024	4,020%	Paris
En millions de yens	15 000	12/2008	10/2023	3,180%	Aucune
En millions de yens	10 000	07/2012	07/2022	1,260%	Paris
En millions de yens	20 000	09/2015	01/2024	0,535%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	1 400	09/2017	09/2032	2,650%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	900	10/2017	10/2027	2,630%	Paris
En millions de dollars américains	50	01/2019	12/2029	3,593%	Aucune
En millions de dollars australiens	115	11/2015	11/2025	4,235%	Paris
En millions de dollars australiens	85	07/2018	07/2033	3,780%	Paris

11.2.3 Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2021, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme libellés en euros : 4 007 millions d'euros (dont 599 millions d'euros à taux variable) de *Negociable European Commercial Paper* (NEU CP) et 955 millions d'euros (contrevaleur de 1 082 millions de dollars américains) d'*United States Commercial Paper* (USCP) à taux fixe. Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

L'encours de lignes de crédit utilisé par ENGIE SA à la clôture est de 628 millions d'euros. Des emprunts bancaires court terme ont également été contractés pour un montant de 500 millions d'euros à la clôture de l'exercice.

L'emprunt auprès d'ENGIE Finance s'élève à 4 000 millions d'euros à la clôture, le précédent de 3 500 millions d'euros a été soldé au cours de l'exercice.

L'emprunt auprès d'ENGIE Alliance est stable à 850 millions d'euros.

11.2.4 Autres dettes financières

Les autres dettes financières (intérêts courus sur emprunts et dettes assimilées, comptes courants créditeurs, dépôts reçus de la clientèle, soldes créditeurs de banque, concours bancaires) sont principalement libellées en euros.

11.3 Répartition de la dette par taux et par devise

11.3.1 Répartition par taux

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
À taux variable				
Emprunts obligataires	5 353	5 942	175	175
Dettes rattachées à des participations	4 850	4 350	4 850	4 350
Autres emprunts	4 023	3 249	616	1 010
Comptes courants des filiales	1 150	1 377	1 150	1 377
Autres dettes financières		210	-	145
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	3 767	3 913	3 767	3 913
Emprunts obligataires	17 801	17 166	22 979	22 933
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	2 071	1 655	5 478	3 893
Autres dettes financières	346	296	346	362
TOTAL	**39 361**	**38 158**	**39 361**	**38 158**

11.3.2 Répartition par devise

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	3 767	3 913	3 767	3 913
Emprunts obligataires	23 154	23 108	19 590	19 451
Dettes rattachées à des participations	4 850	4 350	4 850	4 350
Autres emprunts	6 094	4 903	5 139	4 109
Comptes courants des filiales	172	1 184	172	1 184
Autres dettes financières	345	506	311	461
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	-	-		-
Emprunts obligataires	-	-	3 564	3 657
Dettes rattachées à des participations	-	-		-
Autres emprunts	-	-	955	794
Comptes courants des filiales	978	194	978	194
Autres dettes financières	1	-	35	45
TOTAL	**39 361**	**38 158**	**39 361**	**38 158**

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion passif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2021
Contrats optionnels	849	2 316	-	3 165
Instruments financiers	1 393	953	(157)	2 189
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**2 242**	**3 269**	**(157)**	**5 354**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF	**339**	**35**	**(130)**	**244**

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;
- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises.

Les pertes de change latentes relatives aux contrats ne remplissant pas les critères de couverture font l'objet d'une provision pour risques et charges (voir Note 10.1.5 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

Écarts de conversion Passif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des instruments dérivés destinés à couvrir des risques de change liés à la dette et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 13 Résultat d'exploitation

13.1 Ventilation du chiffre d'affaires

Chiffre d'affaires par zone géographique

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Ventes d'énergie		
• en France	15 910	9 887
• à l'étranger	16 136	6 128
Travaux, études et prestations de services	3 273	2 803
Produits des activités annexes et autres ventes	905	453
TOTAL	**36 224**	**19 272**

La forte hausse du chiffre d'affaires résulte de la progression des ventes aux autres opérateurs gaziers, sous l'effet d'un effet prix favorable.

Chiffre d'affaires par activité

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Ventes d'énergie		
• Gaz naturel	24 194	9 484
• Électricité	7 852	6 531
Autre production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	3 273	2 803
• Produits des activités annexes et autres ventes	905	453
TOTAL	**36 224**	**19 272**

Au 31 décembre 2021, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) s'élève à 2 002 millions d'euros HT.

13.2 Charges de personnel

Évolution des effectifs par collège

En nombre de salariés	31 déc. 2020	Variation	31 déc. 2021
Exécution	195	(21)	174
Maîtrise	1 615	(114)	1 501
Cadre	2 667	(49)	2 618
TOTAL	**4 477**	**(184)**	**4 293**

L'effectif moyen salarié s'élève à 4 293 en 2021 contre 4 477 en 2020.
Le poste "charges de personnel" se décompose de la manière suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Traitements et salaires	(277)	(283)
Charges sociales	(143)	(146)
Intéressement	(22)	(21)
Autres charges	(64)	(71)
TOTAL	**(507)**	**(522)**

Intéressement du personnel

Un accord d'intéressement du personnel aux performances a été mis en place en conformité avec les conditions légales de l'ordonnance 86-1134 du 21 octobre 1986.
L'intéressement et l'abondement sont considérés comme des charges de personnel.

13.3 Dotations nettes aux provisions

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Provision pour renouvellement des biens en concession	-	(3)
Provision pour reconstitution de sites	(3)	-
Autres provisions pour charges	28	8
Autres provisions pour risques	(182)	636
TOTAL	**(158)**	**642**

Les autres provisions pour risques et charges se composent pour l'essentiel de :

- reprise nette aux provisions pour contrats déficitaires pour 16 millions d'euros ;
- reprise nette aux provisions pour litiges relatifs au personnel pour 1 million d'euros ;
- reprise nette aux provisions pour risques pour 149 millions d'euros dont principalement *swap mark-to-market* négatif pour 151 millions d'euros ;
- reprise nette de provisions pour litiges commerciaux pour 14 millions d'euros ;
- reprise nette de provisions pour redressements fiscaux pour 2 millions d'euros.

13.4 Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 2 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 10 millions d'euros au 31 décembre 2020.

13.5 Subvention d'exploitation

Les subventions d'exploitation intègrent le produit de subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes au TRVG réalisées au cours des mois de novembre et décembre 2021.

NOTE 14 Résultat financier

			Total	
En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 018)	498	(520)	(545)
Intérêts sur comptes courants et créances rattachées à des participations	-	8	8	6
Résultat de change	(691)	545	(146)	94
Dividendes reçus	-	1 044	1 044	1 957
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(37)	33	(4)	(71)
TOTAL	**(1 747)**	**2 128**	**381**	**1 440**

NOTE 15 Résultat exceptionnel

			Total	
En millions d'euros	**Charges**	**Produits**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(17)	3	(14)	10
Cessions d'immobilisations financières	(525)	1 529	1 003	742
Provision pour hausse de prix	(89)	-	(89)	-
Amortissements dérogatoires	(267)	245	(23)	(32)
Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations	(191)	982	791	(4 895)
Autres	(88)	191	103	(85)
TOTAL	**(1 178)**	**2 949**	**1 771**	**(4 260)**

La ligne "Autres" comprend notamment diverses indemnités liées à la résolution de litiges dont Equinor, des refacturations aux filiales de malis de livraison d'actions gratuites et des dépréciations de logiciels.

NOTE 16 Situation fiscale

16.1 Régime de l'intégration fiscale

L'option pour le régime de l'intégration fiscale actuellement en cours est renouvelable tous les cinq ans par tacite reconduction.

16.2 Impôts sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2021 est de 28,40%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%.

	2021			2020		
En millions d'euros	**Résultat avant impôt**	**Impôt***	**Résultat net**	**Résultat avant impôt**	**Impôt***	**Résultat net**
Impôt sur les sociétés de l'exercice d'ENGIE SA (hors groupe fiscal)						
• résultat courant	(465)		(465)	(200)		(200)
• résultat exceptionnel	1 771		1 771	(4 260)		(4 260)
Charge d'impôt (impôt dû par les filles/ provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale)	**-**	**474**	**474**	**-**	**532**	**532**
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement		408			460	
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés		26			9	
• dont autres (essentiellement mise à jour des stocks de CICE et CIR 2021/2020)		40			63	
TOTAL	**1 306**	**474**	**1 780**	**(4 460)**	**532**	**(3 928)**

* *Un signe positif traduit un produit d'impôt*

En 2021 comme en 2020, le résultat fiscal individuel d'ENGIE SA est déficitaire. Les dividendes reçus des filiales suivent le traitement fiscal du régime mère/fille et sont exonérés, sous réserve d'une réintégration de quote-part de frais de 1% ou 5% suivant les cas.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 474,3 millions d'euros contre un produit d'impôt de 532,2 millions d'euros en 2020 et s'articule comme suit :

- un produit d'intégration fiscale de 407,8 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 466,7 millions d'euros en 2020 qui résulte de la différence entre :
  - la contribution à l'impôt groupe dû par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 406,7 millions d'euros contre 459,9 millions d'euros en 2020,
  - les crédits d'impôt au niveau du groupe fiscal intégré de 1,1 million d'euros au 31 décembre 2021, contre 0,8 million d'euros en 2020,
  - et la charge d'impôt sur les sociétés du groupe fiscal intégré, laquelle est nulle en 2021 tout comme en 2020 ;

- une reprise nette de provision pour impôt de 25,8 millions d'euros en 2021 contre 9 millions d'euros en 2020 intégrant notamment :
  - 43,7 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 72,6 millions d'euros de dotation nette en 2020,
  - aucune reprise sur risques fiscaux contre une reprise de 0,8 million d'euros en 2020,
  - 69,5 millions d'euros de reprise relative au suramortissement de l'exercice de la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession en 2007 de l'activité de distribution du gaz ;
- divers autres impôts nets créditeurs pour 40 millions d'euros en 2021, essentiellement liés aux variations de stocks de CICE et de CIR.

16.3 Situation fiscale différée

La situation fiscale différée présentée ci-après est issue des décalages temporels entre le traitement fiscal et comptable de produits ou de charges.

Les taux d'imposition futurs retenus tiennent compte de l'effet de baisse progressive du taux d'impôt sur les sociétés de 2021 à 2022 selon le projet de loi de finances 2018.

	2021	2020	
En millions d'euros	25,82%	28,40%	25,82%
Année de retournement	2022 et +	2021	2022 et +
Bases passives d'imposition différée			
• Charges déductibles non comptabilisées	272	304	-
• Produits comptabilisés non imposés	109	27	109
Bases actives d'imposition différée			
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	1 448	513	1 100
• Produits imposés non comptabilisés	283	339	39
Base fiscale différée nette	**1 350**	**520**	**1 030**
• Effet théorique d'imposition différée	349	148	266

NOTE 17 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)

17.1 Engagements à caractère financier

La gestion des risques financiers (risques de taux, de change, de liquidité et de crédit) est placée sous la responsabilité de la Direction Financière du groupe ENGIE.

17.1.1 Risque de liquidité

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

La centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie du Groupe est assurée via les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via les véhicules de *cash pooling,* la centralisation automatisée de trésorerie du Groupe.

La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés localisés en France (ENGIE Finance) et au Luxembourg (ENGIE Treasury Management) pour les pays européens. Ces véhicules centralisent la quasi-totalité des besoins et excédents disponibles des sociétés contrôlées, avec une gestion homogène en matière de risque de contrepartie et de stratégie de placement.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Notes*, à des émissions de NEU CP (*Negotiable European Commercial Paper*) en France et d'USCP (*United States Commercial Paper)* aux États-Unis.

Dans ce cadre, l'accès aux marchés des capitaux à long terme est concentré sur ENGIE SA pour les nouvelles dettes obligataires du Groupe, ainsi que pour les titres négociables à court terme émis.

Ces programmes sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer si l'accès à cette source de financement venait à se tarir.

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. ENGIE SA dispose ainsi de liquidités mobilisables à très court terme, lui permettant de faire face à ses besoins de trésorerie courants ou de servir de relais en cas d'opérations de croissance externe :

- ENGIE SA dispose d'un encours de 11 666 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédits syndiqués de 5 000 millions d'euros et 4 000 millions d'euros respectivement à échéance décembre 2025 et décembre 2026. Au 31 décembre 2021, ENGIE SA a utilisé ces lignes de crédit à hauteur de 627 millions d'euros. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit ;
- ENGIE SA a également accès au marché des dettes à court terme via des programmes d'émission : USCP pour un montant de 4 500 millions de dollars américains utilisé à hauteur de 1 082 millions de dollars américains (soit 955 millions d'euros) au 31 décembre 2021, et NEU CP pour un montant de 5 000 millions d'euros utilisé à hauteur de 4 007 millions d'euros au 31 décembre 2021.

17.1.2 Risque de contrepartie

ENGIE SA est exposée au risque de contrepartie, d'une part par ses activités opérationnelles, et d'autre part par ses activités financières.

Pour ce qui concerne ses activités opérationnelles, le Groupe a mis en place des procédures de suivi du risque de contrepartie adaptées aux particularités des populations concernées (entreprises privées, particuliers, collectivités publiques). Les clients représentant une contrepartie significative pour la Société sont intégrés aux procédures applicables aux activités financières décrites ci-après, afin de permettre un suivi transverse du risque de contrepartie les concernant.

Pour ses activités financières, ENGIE SA a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées sur :

- l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes ;
- les éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) ;
- les surfaces financières desdites contreparties ;
- la mise en place de limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition sur le risque de contrepartie, ENGIE SA a recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats-cadres (incluant des clauses de *netting* – compensation) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge). Le contrôle des risques de contrepartie liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *middle-office* indépendant du trésorier Groupe.

17.1.3 Risque de taux

ENGIE SA met en œuvre une politique d'optimisation du coût de financement de sa dette nette en utilisant plusieurs types d'instruments financiers (*swaps* et options de taux d'intérêt) en fonction des conditions de marché.

ENGIE SA s'assure également que le solde entre la part à taux variable de sa dette et ses excédents de trésorerie reste faiblement exposé à une variation défavorable des taux d'intérêt à court terme.

Les positions du groupe ENGIE sont gérées de manière centralisée. Les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable du Management.

	Notionnel au 31 déc. 2021						
En millions d'euros	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur ICNE inclus	Notionnel au 31 déc. 2020
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	1 150	2 900	1 900	2 703	8 653	(1 228)	6 258
Payeur taux variable/receveur taux fixe	5 574	4 550	3 738	2 728	16 590	821	14 872
Achat de *CAP*							
Payeur taux fixe/receveur taux variable							1 000
TOTAL EUR	**6 724**	**7 450**	**5 638**	**5 431**	**25 243**	**(407)**	**22 130**
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable		1 461			1 461	(24)	1 349
Payeur taux variable/receveur taux fixe					-		
TOTAL USD	**-**	**1 461**	**-**	**-**	**1 461**	**(24)**	**1 349**
TOTAL	**6 724**	**8 911**	**5 638**	**5 431**	**26 704**	**(431)**	**23 479**

	Notionnel au 31 déc. 2021						
En millions d'euros	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur ICNE inclus	Notionnel au 31 déc. 2020
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe			638	1 291	1 929	(203)	2 179
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		-
Total GBP	**-**	**-**	**638**	**1 291**	**1 929**	**(203)**	**2 179**
***Swap* de devises**							
Payeur taux variable/receveur taux fixe	101	128			229	(35)	229
Payeur taux fixe /receveur taux fixe		149			149		149
Total JPY	**101**	**277**	**-**	**-**	**378**	**(35)**	**378**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	-	-	-	-	-
Payeur taux variable/receveur taux fixe		144			144	31	144
Total CHF	**-**	**144**	**-**	**-**	**144**	**31**	**144**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe			44		44	2	90
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		
Payeur taux variable/receveur taux variable					-		-
Payeur taux variable/receveur taux fixe	580				580	94	580
Total USD	**580**	**-**	**44**	**-**	**624**	**96**	**670**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	67	-	-	67	(18)	67
Total NOK	**-**	**67**	**-**	**-**	**67**	**(18)**	**67**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	75		54	129	1	129
Total AUD	**-**	**75**	**-**	**54**	**129**	**1**	**129**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	98	153	251	7	251
Total HKD	**-**	**-**	**98**	**153**	**251**	**7**	**251**
***Swap* de devises**							
Payeur taux variable /receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	
Total MXN	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**681**	**563**	**780**	**1 498**	**3 522**	**(121)**	**3 818**

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2021 sont les suivantes :

- ENGIE SA a souscrit des *swaps* à court terme (inférieurs à six mois) pour couvrir le risque de taux sur ses opérations de gestion de trésorerie à court terme (émission de NEU CP). Il s'agit de *swaps* payeurs taux variable Ester/receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 3 408 millions d'euros ;
- conformément à la politique de risque de taux du Groupe, au regard de l'évolution des conditions de marché, une gestion active du risque de taux est pilotée en central par l'intermédiaire de *swaps* et options de taux et encadrée par un mandat de risque annuel ;
- dans le cadre de la politique de risque de taux du Groupe, ENGIE SA a mis en place depuis 2009 des couvertures de taux indexés taux dollar permettant de fixer la dette du Groupe en dollars américains pour un nominal au 31 décembre 2021 de 1 655 millions de dollars correspondant à 1 461 millions d'euros ;
- afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette au niveau Groupe, ENGIE SA a un portefeuille de pré-couvertures de taux d'intérêt à termes débutant de 2023 à 2028 sur des maturités allant de 10 à 20 ans, pour chacun des volumes initiés en 2021 et pour un nominal au 31 décembre 2021 de 2 900 millions d'euros.

17.1.4 Risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le management du Groupe. Aux bornes d'ENGIE SA on distingue trois sources de risque de change principales :

- risque transactionnel lié aux opérations courantes :
  ce risque concerne les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de gaz naturel dans une devise différente de l'euro. Les contrats d'achat ou vente de gaz sont fréquemment indexés sur les prix des produits pétroliers, eux-mêmes pour la plupart cotés en dollars américains ;
- risque transactionnel lié aux opérations financières : toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes.

- risque translationnel :
  ce risque concerne les entités consolidées ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent aux actifs en dollars américains, en réals brésiliens et en livres sterling.

L'exposition au risque de change sur ces opérations est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes ou indexés par des *swaps* financiers ;
- de façon centralisée, pour le risque translationnel, avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du dollar américain sur les coûts d'approvisionnement, et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, ENGIE SA utilise principalement des contrats d'achats ou de ventes à terme de devises, ainsi que des *swaps* de change, pour couvrir ses achats de gaz et ses activités de financement.

Afin de limiter l'impact du risque de conversion de certaines créances rattachées à des participations, l'impact de conversion de futures acquisitions en devises, ou encore pour couvrir le risque patrimonial lors de la consolidation de sociétés, ENGIE SA a mis en place – ou complété – des positions sur des transactions à terme de devises, lesquelles lui permettent de neutraliser ou minimiser les écarts de conversion sur ces dépôts, prêts ou autres opérations futures.

Au 31 décembre 2021, les engagements correspondant aux risques translationnels et financiers sont les suivants :

En millions d'euros	Engagements part fixe au 31 déc. 2021			Contrevaleur au 31 déc. 2021	Différentiel de change au 31 déc. 2021	Engagement part fixe au 31 déc. 2020
	Par échéance					
Contrats à terme	2022	2023	2024 et au-delà			
Position acheteur						
Devise AUD	48	82	-	130	5	172
Devise CAD	3	1	-	4	-	19
Devise CHF	-	-	-	-	-	33
Devise CNH	16	7	-	23	1	11
Devise GBP	523	4	1	528	2	19
Devise NZD	9	-		9	-	9
Devise USD	1 061	-	-	1 061	16	954
Position vendeur						
Devise AUD	3	-	-	3	-	5
Devise CAD	3	1		4	-	19
Devise CHF	-	-	-	-	-	234
Devise CNH	16	7	-	23	1	11
Devise GBP	261	4	1	266	3	209
Devise NZD	9	-		9	-	6
Devise USD	1 973	-	-	1 973	20	1 337

17.1.5 Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2021	Échéance		
		À fin 2022	De 2023 à 2026	2027 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	245	51	180	14
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	9 355	869	5 082	3 404
Engagements de financement				
Sûretés personnelles données	6	6		
Garanties cautions et avals aux filiales	4 387	368	1 670	2 349
Sûretés réelles données	-			
Lignes de crédit	-			
Autres engagements donnés				
Garanties sur convention de cessions d'activités	3 726	28	3 531	167
Engagements de location simple	955	68	292	595
Engagements de crédit-bail	-			
Engagements relatifs aux méthaniers	-			

Les engagements sur marchés comprennent les garanties données par ENGIE SA sur des contrats opérationnels pour son propre compte et celui de ses filiales pour un total de 9 600 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Les engagements de financement, d'un montant de 4 393 millions d'euros, correspondent à des garanties de paiements accordées par ENGIE SA à des tiers pour le compte de ses filiales pour un montant de 4 387 millions d'euros, et à des sûretés personnelles pour 6 millions d'euros.

Les garanties sur convention de cessions d'activités, pour 3 726 millions d'euros, portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions :

- de GRTgaz à la Société d'Infrastructures Gazières (SIG). ENGIE SA s'est engagé à garantir la SIG, pendant 20 ans, contre toute perte que la SIG pourrait subir du fait de l'inexactitude de la déclaration spécifique relative à l'absence de pollution sur les terrains détenus ou exploités par GRTgaz. Inexactitude qui serait de nature à imposer des travaux de dépollution à la charge de GRTgaz, dont le coût ne serait pas pris en charge par le tarif. Cette garantie, d'un montant de 167 millions d'euros, proportionnelle au pourcentage de détention (25%) fait suite à l'entrée de la SIG, en juillet 2011 dans le capital de GRTgaz ;
- d'ENGIE Exploration & Production (EPI), suite à la cession de la participation minoritaire de 30% à FULLBLOOM Investment Corporation (FIC), filiale à 100% de China Investment Corporation (CIC) en 2011, pour un montant maximal de 2 781 millions d'euros à échéance 2026 ;
- d'une participation de 10% dans le train 1 de l'usine de liquéfaction Atlantic LNG à Trinité et Tobago pour un montant maximum de 750 millions d'euros à échéance 2026 ;
- de six plateformes numériques et de la plateforme Smart O&M à ENGIE Information & Technologies pour une durée de 36 mois à compter du second trimestre 2019, pour un montant total de 28 millions d'euros.

Les engagements de location simple, pour 955 millions d'euros, correspondent à la valeur des loyers actualisés restant à couvrir jusqu'aux échéances des baux de locations immobilières dans le cadre de l'activité d'ENGIE SA. Les engagements relatifs au projet Campus et au projet Urban Garden restent inchangés pour des montants respectifs de 578 millions et 41 millions d'euros. Certains loyers d'immeubles étant refacturés à des filiales du Groupe, les engagements correspondants figurent en engagements reçus.

D'autres engagements ont été donnés pour garantie de bonne et complète exécution :

- aux autorités de Hong Kong pour les contrats obtenus par Sita devenue SUEZ Environnement, puis SUEZ, qui contre-garantit ENGIE SA pour ces mêmes montants :
  - exploitation de la décharge Nent en partenariat avec les groupes Newworld et Guandong à échéance 2063,
  - exploitation de différents sites de décharge, dont Went, NWNT à échéance 2033, et Pillar Point à échéance 2036 à l'origine en partenariat avec Swire Pacific Ltd, avant que ce dernier ne cède en décembre 2009 à SUEZ Environnement sa participation dans la société Swire SITA Waste Services, filiale commune aux deux ensembles. Les garanties ont été réémises à cette occasion par ENGIE SA, étant précisé qu'en cas d'appel en garantie pour une cause afférente à la période de cogestion, le Groupe Swire s'est engagé sur le principe d'une indemnisation à hauteur de la moitié de la responsabilité ultime des deux groupes ;
- à Ayr Environnemental Services et Caledonian Environnemental Services, sociétés écossaises, pour les contrats de construction de stations d'assainissement d'eaux usées et de traitement des boues obtenus par le groupe de constructeurs Degrémont SA/AMEC Capital Projects Ltd ;
- au "Lord Mayor Aldermen and Burgesses of Cork" pour le contrat de construction et d'exploitation de stations d'assainissement d'eaux usées de la ville de Cork, à échéance 2024, contrat porté par un consortium composé de deux filiales d'ENGIE SA, de Dumez GTM (filiale du Groupe VINCI), de Pj Hegarty & Sons and Electrical & Pump Services, chacun des membres du consortium et VINCI contre-garantissant ENGIE SA ;
- en 2008, SUEZ Environnement, devenue SUEZ en 2016, a pris un engagement de contre-garantie pour l'ensemble des garanties données par ENGIE SA pour les entités du pôle environnement pour lesquelles SUEZ n'était pas déjà contre-garantie ;
- dans le cadre de la filialisation en 2000 des activités eau et assainissement, le transfert des contrats locaux de délégation de service public à la société Lyonnaise des Eaux était assorti d'une garantie ENGIE SA de bonne exécution, à échéance 2028. Au 31 décembre 2021, il subsiste 30 contrats de ce type.

Dans le cadre de l'OPA de Veolia sur SUEZ, Veolia a été informé par ENGIE SA des engagements et garanties de bonne et complète exécution pour certains contrats accordés par ENGIE SA à SUEZ et ses filiales. Veolia s'est engagé, dès lors qu'elle aura pris le contrôle de SUEZ, à faire ses meilleurs efforts pour se substituer à ENGIE dans ces engagements et garanties et contre-garantir, directement ou par toute filiale, l'ensemble des obligations d'ENGIE au titre de ces engagements et garanties. Veolia s'est également engagé à faire tout ce qui est en son pouvoir pour s'assurer de la bonne et complète exécution par SUEZ ou par ses filiales des contrats concernés par ces engagements et garanties.

17.1.6 Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2021	Échéance À fin 2022	De 2023 à 2026	2027 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	47	-	47	-
Engagements de financement				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	11 038	585	10 338	115
Sûretés personnelles reçues	5		5	
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
Autres engagements reçus				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	1 030	30	1 000	
Contre-garanties sur engagements d'activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	498	66	255	177
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthaniers	-	-	-	-

ENGIE SA dispose, depuis avril 2014, d'une ligne de crédit syndiqué à hauteur de 5 000 millions d'euros dont l'échéance initialement prévue en 2019 a été reportée en décembre 2025. En décembre 2021, une nouvelle ligne de crédit syndiqué d'un montant de 4 000 millions d'euros a été souscrite avec pour échéance décembre 2026.

Les contre-garanties sur sûretés personnelles concernent les garanties reçues des membres du GIE ENGIE Alliance.

Les engagements de location simple, pour 498 millions d'euros, correspondent à la refacturation des loyers d'immeubles occupés par des filiales du Groupe.

17.2 Engagements relatifs aux matières premières

17.2.1 Engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité

L'approvisionnement en gaz en Europe s'opère en partie grâce à des contrats long terme dont une partie en *take or pay* (littéralement prendre ou payer). Ces engagements long terme rendent possible le financement d'infrastructures coûteuses de production et de transport. Le vendeur s'engage à long terme à servir l'acheteur, moyennant un engagement de ce dernier à payer des quantités minimales, qu'il en prenne livraison ou non. Ces engagements sont assortis de dispositions de sauvegarde (force majeure) et de flexibilité de volume permettant de gérer les aléas de la demande, principalement climatiques, ainsi que les aléas techniques.

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, ENGIE SA a sécurisé ses approvisionnements par ce type de contrats dont la durée peut atteindre 25 ans.

Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz :

- un engagement d'ENGIE SA d'enlever des quantités minimales ;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

La compétitivité de ces contrats est assurée par des formules de prix indexés et des mécanismes de révision de prix.

Au 31 décembre 2021, les engagements d'ENGIE SA sont de 364 TWh à moins d'un an, 1 192 TWh entre deux et cinq ans et 965 TWh à plus de cinq ans.

Par ailleurs, ENGIE SA a souscrit des achats et ventes à terme de gaz naturel, principalement à échéance inférieure à un an, dans le cadre de son activité de négoce : achats et ventes de gaz sur les marchés de court terme et offres avec ingénierie de prix aux autres opérateurs.

Au 31 décembre 2021, les engagements de ENGIE SA sont de 39 TWh d'achats à terme et 295 TWh de ventes à terme.

Pour satisfaire ses engagements d'enlèvement de volume, ENGIE SA a conclu des contrats à long terme de réservation de capacités de transport terrestre et maritime.

Au 31 décembre 2021, les engagements d'ENGIE SA sont de 117 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 38 TWh pour les ventes à terme d'électricité.

17.2.2 Produits dérivés

Dans le cadre de son activité d'achat et de vente d'énergie, ENGIE SA utilise des produits dérivés d'énergie afin d'adapter son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel, de l'électricité et des produits pétroliers.

Les instruments dérivés sur matières premières (gaz naturel, pétrole et électricité) détenus par ENGIE SA consistent principalement en contrats d'échange (*swaps*), à terme (*futures*) et options souscrits pour gérer son risque de prix dans le cadre de son activité de négoce. Ces instruments sont négociés auprès des tiers par l'intermédiaire de ses filiales spécialisées ENGIE Global Markets et ENGIE Energy Management, sur les marchés organisés, ou sur les marchés de gré à gré.

Ces instruments dérivés entrent plus particulièrement dans la gestion des risques associés aux opérations :

- d'ingénierie de prix destinées à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque de prix sur le gaz ou l'électricité. Ils visent principalement à garantir une marge commerciale, quelle que soit l'évolution des indices matières entrant dans le prix proposé aux clients, même lorsqu'ils diffèrent des indices matières auxquels est exposé l'approvisionnement d'ENGIE SA. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds (*calls*) ou planchers (*puts*) ;
- d'optimisation du coût des approvisionnements. En effet, les approvisionnements en énergie, les actifs de production d'électricité et les actifs ou réservations de capacité de transport et de stockage disponibles et non nécessaires à la fourniture des clients sont systématiquement valorisés sur les marchés.

L'exposition au risque de prix des matières premières sur opérations commerciales est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés, d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes et indexés par des *swaps* financiers.

Selon la nature des éléments couverts, les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffres d'affaires ou en coût d'achat d'énergie.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du prix des matières premières sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

17.2.2.1 Instruments comptabilisés en positions ouvertes isolées

	Notionnel au 31 déc. 2021				Juste valeur au 31 déc. 2021 *(en millions d'euros)*	Notionnel au 31 déc. 2020 *(en GWh)*
	En GWh par échéance			*(en millions d'euros)*		
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
***SWAPS* (position acheteur)**						
Gaz naturel	63 431	4 782	5 272	5 447	4 160	230 629
Produits pétroliers	13 911	9 780	3 821	418	418	42 680
Électricité	624	216	-	15	39	5
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
***SWAPS* (position vendeur)**						
Gaz naturel	(58 081)	(4 780)	(7 892)	(3 904)	(3 146)	(203 248)
Produits pétroliers	(6 465)	(2 971)	(771)	(238)	(238)	(16 557)
Électricité	(565)	(242)	(351)	(25)	(51)	(5 155)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
Options (position acheteur)						
Gaz naturel	619	160	-	-	-	1 490
Produits pétroliers	-	-	-	4	4	-
Électricité	-	-	-	-	-	-
Options (position vendeur)						
Gaz naturel	(2 960)	(664)	(128)	-	(33)	-
Produits pétroliers	-	-	-	(4)	(4)	-
Électricité	-	-	-	-	-	-

(1) En kilos de quotas de CO_2

17.2.2.2 Instruments comptabilisés en comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture n'est pas appliquée dans les comptes sociaux d'ENGIE SA.

17.2.2.3 Contrats à livraison physique

	Notionnel au 31 déc. 2021				Juste valeur au 31 déc. 2021 (en millions d'euros)	Notionnel au 31 déc. 2020 (en GWh)
	En GWh par échéance			(en millions d'euros)		
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
***Forward* (position acheteur)**						
Gaz naturel	945 391	232 741	90 160	47 281	29 152	1 727 928
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	29 466	11 661	5 598	5 406	4 529	97 420
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
***Forward* (position vendeur)**						
Gaz naturel	(911 723)	(214 837)	(93 473)	(45 525)	(27 819)	(1 752 096)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(19 658)	(9 113)	(4 315)	(2 866)	(3 452)	(46 974)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
Options (position acheteur)						
Gaz naturel	-	-	-	1 158	1 223	3 022
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	3 564	10 831	2 880	305	860	2 224
Options (position vendeur)	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel	(2 978)	-	-	(2 447)	(2 468)	-
Produits pétroliers	-	-	-	(27)	(27)	-
Électricité	(11 604)	(14 497)	(1 405)	(317)	(1 519)	13 393

(1) En kilo de quotas de CO_2

17.3 Couverture des risques assurables

Sur la base de l'identification des risques assurables (notamment ceux concernant les biens de l'entreprise ainsi que les dommages occasionnés aux tiers y compris environnementaux), ENGIE SA a mis en place une politique de transfert systématique des risques significatifs. Ainsi, les polices d'assurance contractées présentent des niveaux de couverture élevés afin de limiter l'impact financier sur les comptes du Groupe en cas de sinistre.

Par ailleurs, pour garantir l'homogénéité des couvertures mises en place, la gestion des assurances est centralisée au niveau du Groupe. Ceci a notamment permis d'intégrer les nouveaux projets des filiales dans les contrats existants et de pleinement jouer le rôle de prescripteur pour les filiales contrôlées majoritairement.

NOTE 18 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel

Récapitulatif des engagements

	Régime des IEG		Régime hors IEG		Total	
En millions d'euros	Au 31 déc. 2021 (1)	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020
Retraite	**2 175**	**2 480**	**290**	**297**	**2 465**	**2 777**
Régime	2 175	2 480	290	297	2 465	2 777
IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi	**225**	**286**	**24**	**27**	**248**	**313**
Avantage en nature énergie et eau	102	145	4	5	106	150
Indemnités de fin de carrière (2)	48	54	-	-	48	54
Indemnités de secours immédiat	60	71	-	-	60	71
Autres (3)	15	16	20	22	34	38
Autres engagements envers le personnel	**87**	**94**	**-**	**-**	**87**	**94**
Pensions d'invalidité et autres	79	86	-	-	79	86
Médailles du travail	8	8	-	-	8	8
TOTAL	**2 487**	**2 861**	**314**	**324**	**2 801**	**3 184**

(1) Dont 105 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (voir Note 18.4 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux")
(2) Dont 4,5 millions d'euros d'incidence de l'interprétation IFRIC sur la reconnaissance de droits dans le cas de régimes à paliers, en application de la recommandation ANC 2013-02 modifiée le 5 novembre 202
(3) Indemnités compensatrices de frais d'études, congés exceptionnels de fin de carrière et régime de complémentaire santé ex-SUEZ

Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime des IEG	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**
Taux d'actualisation	1,31%	0,79%	1,31%	0,78%	1,06%	0,52%	1,25%	0,72%
Taux d'inflation	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%
Durée résiduelle de service	23 ans	21 ans	23 ans	21 ans	23 ans	21 ans	23 ans	21 ans

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG Ex-SUEZ	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**
Taux d'actualisation	0,73%	0,55%	-	-	-	-	0,73%	0,55%
Taux d'inflation	1,80%	1,80%	-	-	-	-	1,80%	1,80%
Durée résiduelle de service								

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG Ex-Cie Financière	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**
Taux d'actualisation	0,73%	0,80%	-	-	-	-	0,73%	0,80%
Taux d'inflation	1,80%	1,80%	-	-	-	-	1,80%	1,80%
Durée résiduelle de service								

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 20%.

18.1 Retraites

Les principaux régimes à prestations définies en vigueur chez ENGIE SA sont :

- d'une part, les pensions dues dans le cadre du régime spécial de retraite des Industries Électriques et Gazières (IEG) ;
- d'autre part, les régimes repris suite à la fusion-absorption de Suez par ENGIE SA :
  - le régime de retraite complémentaire de 1953, régime fermé depuis le 31 décembre 1988,
  - les régimes, fermés à ce jour, de l'ex-Compagnie de SUEZ (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière),
  - le régime de retraite complémentaire cadres supérieurs, commun à l'ensemble des sociétés de l'eau (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière).

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

Pensions du régime des IEG

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à la Caisse nationale des industries électriques et gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale et du Budget. Les conditions de détermination de droits à la retraite, fixées par le statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes.

Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005, soit pour ENGIE SA 3,25% des engagements "droits spécifiques passés" de l'ensemble des entreprises des IEG.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

Mode de calcul des engagements de retraite

Les engagements d'ENGIE SA sont déterminés selon une méthode actuarielle conformément au mode de calcul des engagements présenté dans la recommandation de l'ANC du 7 novembre 2013 (2013-02). Cette méthode, dite des "unités de crédit projetées", repose sur des lois de projection portant notamment sur les salaires de fin de carrière, les âges de départ à la retraite, l'évolution des effectifs de retraités et les reversions de pensions.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- évaluation sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- détermination pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG ou, s'agissant des régimes ex-SUEZ, pour l'ensemble des salariés et retraités bénéficiaires de ces régimes ;
- les écarts actuariels sont immédiatement pris en compte.

18.2 Les autres avantages au personnel

En complément des retraites, d'autres avantages sont donnés aux actifs et aux inactifs des IEG :

- avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie,
  - les indemnités de fin de carrière,
  - les congés exceptionnels de fin de carrière,
  - le régime des capitaux décès,
  - le régime d'aide aux frais d'études ;
- avantages à long terme :
  - les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles,
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
  - les médailles du travail,
  - l'aide bénévole amiante.

Par ailleurs, les retraités d'ex-SUEZ bénéficient des avantages suivants au titre des avantages postérieurs à l'emploi : une prime eau et un régime de complémentaire santé.

La méthode retenue pour évaluer les engagements est celle des "unités de crédit projetées".

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.2.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que l'ensemble des agents, actifs et inactifs, bénéficient d'un régime d'avantage en nature énergie. Cet avantage recouvre la fourniture de gaz et d'électricité à tarif préférentiel.

L'engagement relatif à la fourniture de gaz aux agents d'ENGIE SA et d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la valeur probable du prix de l'accord d'échange d'énergie avec EDF.

18.2.2 Les indemnités de fin de carrière

Depuis le 1er juillet 2008, les agents (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent) perçoivent, lors de leur départ en retraite, une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG, plafonnée au-delà d'une ancienneté de 40 ans.

18.2.3 Les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.3 Variation de la valeur actualisée des engagements

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	**2 480**	**2 233**	**286**	**283**	**94**	**85**	**297**	**297**	**27**	**26**	**-**	**-**	**3 184**	**2 924**
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services passés : modifications de régimes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	35	27	10	8	12	12	-	-	-	-	-	-	57	46
Charges d'intérêt sur obligation	17	26	2	4	-	1	1	3	-	-	-	-	21	34
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	(240)	262	(29)	17	(6)	6	(7)	38	(1)	1	-	-	(284)	324
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	(7)	-	(6)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(13)	-
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	(32)	16	(28)	(16)	(4)	(2)	14	-	-	-	-	-	(50)	(2)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) [1]	(79)	(84)	(6)	(10)	(8)	(8)	(15)	(15)	(2)	(2)	-	-	(110)	(119)
Autres [2]	-	-	(5)	-	-	-	-	(25)	-	-	-	-	(5)	(25)
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	**2 174**	**2 480**	**224**	**286**	**87**	**94**	**290**	**297**	**24**	**27**	**-**	**-**	**2 799**	**3 184**

(1) L'impact total au compte de résultat des prestations payées pour l'ensemble des régimes ressort à 110 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 119 millions d'euros au 31 décembre 2020

(2) Dont 4,5 millions d'euros d'incidence de l'interprétation IFRIC sur la reconnaissance de droits dans le cas de régimes à paliers, en application de la recommandation ANC 2013-02 modifiée le 5 novembre 2021

18.4 Provisions

ENGIE SA provisionne à la clôture de l'exercice les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité en cours de service et les prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière). Figure également au passif d'ENGIE SA une provision pour retraite et autres avantages apportés par SUEZ lors de la fusion-absorption en 2008. Ces provisions sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements correspondants provisionnés au 31 décembre 2007. Elles ne font plus l'objet ni de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés, ni de désactualisation.

Au 31 décembre 2021, ENGIE SA a provisionné 105 millions d'euros, contre 113 millions d'euros en 2020, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 8 millions d'euros.

Évolution des provisions sur engagements sociaux

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite [1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Retraite [1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Total	
En millions d'euros	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture (provisionnée)	-	-	14	13	94	85	5	5	-	-	-	-	113	103
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	-	-	1	1	12	12	-	-	-	-	-	-	13	13
Charges d'intérêt sur obligation	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	1	1
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	-	-	(1)	1	(6)	6	-	-	-	-	-	-	(7)	7
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	-	-	-	-	(4)	(2)	-	-	-	-	-	-	(4)	(2)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	-	-	(1)	(2)	(8)	(8)	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture (provisionnée)	-	-	13	14	87	94	5	5	-	-	-	-	105	113

(1) En 2021, comme en 2020, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG

(2) Indemnités congés exceptionnels (13 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-SUEZ et prime eau nulle au 31 décembre 2021

(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (47 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (29 millions d'euros), d'amiante (3 millions d'euros) et médailles du travail (8 millions d'euros)

18.5 Contrats d'assurance

ENGIE SA a souscrit auprès de diverses compagnies d'assurances des contrats de couverture des retraites et des indemnités de fin de carrière. Des versements ont été effectués en 2021 par ces fonds assurantiels pour un montant de 78 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 955 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 1 793 millions d'euros au 31 décembre 2020.

18.6 Variation de la juste valeur des actifs de couverture

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	**1 543**	**1 594**	**22**	**23**	**-**	**-**	**228**	**237**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1 793**	**1 854**
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendement attendu des actifs	11	19	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	12	22
Primes nettes de frais de gestion	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	211	(6)	2	(1)	-	-	10	(6)	-	-	-	-	223	(12)
Prestations payées pour les actifs de couverture	(63)	(64)	-	-	-	-	(14)	(15)	-	-	-	-	(78)	(80)
Autres	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	4	
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	**1 702**	**1 543**	**24**	**22**	**-**	**-**	**229**	**228**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1 955**	**1 793**

Information relative au rendement des actifs

	Régime des IEG						Régime hors IEG					
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Rendement réel des actifs de couverture	**13,4%**	**1,4%**	**13,4%**	**1,4%**	**-**	**-**	**1,8%**	**3,2%**	**-**	**-**	**-**	**-**

Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraite et autres actifs du régime des IEG s'établit à 13,36% pour l'exercice 2021.
Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraites du régime hors IEG s'établit à 1,76% pour l'exercice 2021.
La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	Régime des IEG		Régime hors IEG	
	2021	2020	2021	2020
Placements actions	32%	30%	9%	9%
Placements obligataires	49%	63%	83%	82%
Autres (y compris monétaires)	19%	7%	9%	9%
	100%	**100%**	**100%**	**100%**

Les contrats d'assurance collectifs sur la vie, contractés auprès d'assureurs pour couvrir les passifs sociaux IEG de retraite et d'indemnités de fin de carrière, sont gérés en unités de compte. Ces contrats sont ouverts à ENGIE SA et aux filiales du Groupe adhérentes à "la convention de gestion du passif social du Groupe". Les contrats peuvent être investis marginalement dans des instruments financiers émis par ENGIE SA, principalement des actions.

Compte tenu des unités de compte revenant à ENGIE SA dans les différents contrats, la part des actifs de couverture investis en instruments financiers émis par ENGIE SA au 31 décembre 2021 s'élève à 8 millions d'euros soit moins de 1% de la valeur totale des fonds à cette date. Les actifs de couverture ne sont pas investis dans des biens immobiliers occupés ou dans d'autres actifs utilisés par ENGIE SA.

18.7 Régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

Les salariés relevant du régime des IEG bénéficient par ailleurs d'un régime de retraite supplémentaire à cotisations définies mis en place en 2009. Les cotisations patronales versées à ce titre s'élèvent à 4,9 millions d'euros en 2021 contre 5 millions d'euros en 2020.

NOTE 19 Litiges

19.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. À ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

Le règlement de la sentence relative à la concession d'Aguas Provinciales de Santa Fe n'aura plus d'incidences financières pour ENGIE compte tenu de la cession de ses parts dans SUEZ.

19.2 Démarchage

EDF a assigné ENGIE devant le Tribunal de commerce de Nanterre le 20 juillet 2017 concernant de prétendus faits de concurrence déloyale dans le cadre des campagnes de démarchage principalement en porte à porte et réclamait 13,5 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. Le Tribunal de commerce, dans son jugement du 14 décembre 2017 a condamné ENGIE à verser la somme de 150 000 euros à EDF en considérant qu'ENGIE avait commis des actes de concurrence déloyale tout en reconnaissant qu'il n'y avait aucun fait de dénigrement à l'encontre d'EDF et qu'ENGIE avait mis en place un dispositif de formation et de contrôle de ses partenaires.

ENGIE a fait appel du jugement et EDF a formé un appel incident et a réclamé 94,7 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. L'arrêt de la Cour d'appel de Versailles a été rendu le 12 mars 2019 en condamnant ENGIE à verser 1 million d'euros à EDF. En outre, la Cour d'appel a ordonné à ENGIE, sous astreinte provisoire de 10 000 euros par infraction constatée sur une période d'un an, de cesser ou faire cesser tout acte de parasitisme et de dénigrement au préjudice d'EDF.

Le 6 juillet 2020, EDF a demandé au juge de l'exécution du tribunal judiciaire de Nanterre de liquider l'astreinte prononcée par la Cour d'appel de Versailles en demandant le versement d'une somme par ENGIE de 106,89 millions d'euros et le prononcé d'une astreinte définitive de 50 000 euros par infraction constatée et pour une durée d'un an. Le juge de l'exécution a rendu sa décision le 11 décembre 2020 au terme de laquelle elle condamne ENGIE à verser la somme de 230 000 euros à EDF et prononce une nouvelle astreinte provisoire d'un montant de 15 000 euros par nouvelle infraction constatée, pendant un an à compter de la signification du jugement par EDF.

Le 22 décembre 2020, EDF a fait appel de ce jugement du juge de l'exécution devant la Cour d'appel de Versailles. Le 1er juillet 2021, la Cour d'appel de Versailles a rendu sa décision. Elle réduit la condamnation d'ENGIE à 190 000 euros et, considérant qu'ENGIE a démontré avoir pris des mesures susceptibles d'être efficientes et que les difficultés rencontrées tiennent pour l'essentiel au comportement des prestataires/partenaires et démarcheurs, elle annule la nouvelle astreinte provisoire et rejette la demande d'EDF de prononcer une astreinte définitive. EDF a introduit un pourvoi en cassation contre cette décision le 29 juillet 2021.

19.3 Commissionnement

S'agissant des prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, a rappelé le principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE, pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. Le législateur a adopté une disposition validant rétroactivement les contrats conclus avec ENEDIS et faisant obstacle à toute demande en réparation des prestations de gestion de clientèle non rémunérées. Le Conseil Constitutionnel a déclaré cette disposition conforme à la Constitution par décision du 19 avril 2019. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est toujours en cours.

19.4 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le tribunal administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour administrative de Versailles, qui a

invalidé le jugement du Tribunal dans un arrêt du 22 décembre 2021. Tout en reconnaissant la nature fiscale de la créance cédée, la Cour ne valide pas l'exonération du prix de cession faute de texte ou de principe en ce sens, et, faute, pour la cession, d'avoir été autorisée par l'État.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1er février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001, et, le 23 juin 2020, la Cour administrative d'appel de Versailles a donné raison à ENGIE eu égard aux demandes de remboursement relatives aux exercices 2002 et 2003 mais a rejeté celle afférente à l'exercice 2004. Compte tenu de la cession des créances de précompte 2002/2003, les sommes seront restituées à l'établissement bancaire cessionnaire. L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'État par les deux parties. Dans le cadre d'une question prioritaire de constitutionnalité, le Conseil d'État a décidé, le 23 octobre 2020, de poser une question préjudicielle à la Cour de justice de l'Union européenne pour savoir si la directive 90/435/CE de 1990 fait obstacle au prélèvement du précompte lors de la redistribution, par une société mère, de dividendes reçus de filiales établies dans l'Union européenne.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de justice de l'Union européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

19.5 Cession de 29,9% du capital de Suez à Veolia

Dans le cadre de la cession par ENGIE à Veolia de 29,9% du capital de Suez le 6 octobre 2020, ENGIE a été appelée, dans diverses procédures tant en référé qu'au fond, et tant en droit social qu'en droit commercial. Ces procédures mettent en présence au principal Veolia et Suez. Ces procédures ont été engagées par Suez, agissant seule ou conjointement avec ses instances représentatives du personnel. Toutes ces procédures ont été clôturées suite à l'accord intervenu entre Veolia et Suez le 14 mai 2021. ENGIE a agi en toutes circonstances dans son bon droit, n'a violé aucune de ses obligations et la cession à Veolia intervenue, qui est définitive, ne présente aucun vice de forme ou de fond qui pourrait en entacher la validité.

NOTE 20 Éléments relatifs aux parties liées

Toutes les transactions significatives effectuées par ENGIE SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché, aucune information n'est à fournir au titre du décret de révision de l'article R. 123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2021 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2020. Il lui confère trois représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 Administrateurs (une Administratrice représentant l'État nommée par arrêté, deux Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 33,20% des droits de vote théoriques (ou 33,36% des droits de vote exerçables) contre 33,19% à fin décembre 2020.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE ("Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises") a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente ("TRV") de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat ("LEC") promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1er juillet 2023.

Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA (ex-ERDF SA), filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

Relations avec la CNIEG (Caisse nationale des industries électriques et gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des entreprises non nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme" Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

NOTE 21 Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif

Les rémunérations de toutes natures (salaires bruts, primes, intéressement et avantages en nature y compris charges patronales afférentes) versées en 2021 au Directeur Général et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 28,8 millions d'euros.

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

Les membres du Conseil d'Administration élus par l'Assemblée Générale, à l'exception des dirigeants mandataires sociaux, des Administrateurs du service public élus sur proposition de l'État et de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires, reçoivent des jetons de présence ; leur montant est de 0,8 million d'euros pour 2021.

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture

Complément de prix lié à la cession d'une partie de la participation d'ENGIE SA dans la société française SUEZ SA

Le 6 octobre 2020, le Groupe avait cédé 29,9% de sa participation dans SUEZ SA au groupe VEOLIA. Cette cession était assortie d'un mécanisme de complément de prix si le groupe VEOLIA menait d'autres opérations capitalistiques sur SUEZ à un prix supérieur à celui du bloc de 29,9% cédé par ENGIE.

En 2021, le groupe VEOLIA a lancé une offre publique d'achat sur SUEZ à un prix de 20,50 euros par action (coupon attaché) qui s'est positivement clôturée le 7 janvier 2022. ENGIE SA reconnaîtra en 2022 le produit de 347 millions d'euros lié à ce mécanisme de complément de prix.

Cession de la participation résiduelle du Groupe dans la société SUEZ SA

Le 18 janvier 2022, le Groupe a apporté sa participation résiduelle dans SUEZ, soit 1,8%, à l'offre publique d'achat initiée en 2021 par le groupe VEOLIA. Cette opération aura un impact sur le résultat 2022 d'ENGIE SA et viendra réduire la dette à hauteur de 227 millions d'euros.

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils

Les seuils de 10% et 50%, dont les franchissements sont présentés dans cette note, correspondent aux pourcentages de détention à partir desquels une entité détenue devient respectivement une participation et une filiale selon le Code de commerce.

Cessions totales ou partielles

	% au 31 déc. 2020	% au 31 déc. 2021	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres cédés *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales (1)						
ECOMETERING	99%	0%		X	38 214 000	Services
Participations (2)						

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%

Achats totaux ou partiels

	% au 31 déc. 2020	% au 31 déc. 2021	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales (1)						
ENGIE investissement 86	-	100%	X		40 000	Autre
ENGIE investissement 87	-	100%	X		40 000	Autre
Participations (2)	-					

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices

	2021	2020	2019	2018	2017
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en euros)*	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre d'actions émises	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre maximum d'actions futures à créer					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	-	-	-	-	-
Opérations et résultat de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	36 224	19 272	17 282	27 833	20 585
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	659	1 444	378	2 960	2 431
Impôts sur les sociétés (en valeur négative = produit d'impôt)	(474)	(532)	(377)	(549)	(1 001)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1 780	(3 928)	(196)	1 102	1 421
Montant des dividendes distribués (y compris part des actions propres)	2 070	1 291	-	2 718	1 700
Résultat par action *(en euros)*					
Résultat après impôt, participation des salariés mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0, 47	0, 81	0, 31	1, 44	1,41
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,73	(1,61)	(0,08)	0,45	0,58
Dividende versé par action [(1)]	0,85	0,53	-	1,12	0,70
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice	4 294	4 477	4 534	4 400	4 873
Montant de la masse salariale de l'exercice	277	283	273	289	317
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales…)	229	239	197	362	269

(1) Soumis à l'approbation du Conseil d'Administration

Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021 de verser un dividende unitaire de 0,85 euro par action, soit un montant total de 2 070 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2021. Ce dividende unitaire proposé de 0,85 euro par action sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis plus de deux ans au 31 décembre 2021 et maintenue jusqu'à la date de mise en paiement du dividende.

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2021

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée Générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2021, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie "Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels" du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le Code de commerce et par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2021 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

La crise mondiale liée à la pandémie de Covid-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Principales estimations et jugements portant sur le chiffre d'affaires

Notes 1 "Règles et méthodes comptables", 2 "Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices" et 13.1 "Ventilation du chiffre d'affaires" de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre société procède à des estimations et fait usage de jugements notamment pour la comptabilisation (i) des ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") et, dans le cas spécifique de l'exercice clos le 31 décembre 2021, (ii) des ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire". **Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") :** L'évaluation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz se rapportant aux segments de clientèle ne faisant l'objet d'une relève de compteurs qu'en cours d'exercice comptable constitue, en date de clôture annuelle, une estimation significative. En effet, les données de relève par compteur étant transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage par rapport à la date de livraison effective, votre société est amenée à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2021, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 2 002 millions d'euros. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution pour la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par le groupe ENGIE. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au prix moyen de l'énergie. Celui-ci tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. **Compensation relative aux ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire"** La forte volatilité observée sur les marchés de l'énergie et l'augmentation significative des prix du gaz naturel en résultant a conduit le Gouvernement français à plafonner, à partir du 1er novembre 2021 et temporairement jusqu'au 30 juin 2022 au travers du dispositif du "bouclier tarifaire" introduit par la loi de finances pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021), les tarifs réglementés de vente de gaz au niveau de ceux du 1er octobre 2021. Les pertes de recettes supportées par votre société à compter du 1er novembre 2021 constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation au travers d'une garantie irrévocable donnée par l'État français. Dans ce contexte, votre société a exercé son jugement afin de déterminer les modalités de comptabilisation de la compensation à recevoir à ce titre, dont le montant est estimé à environ 248 millions d'euros au 31 décembre 2021. Compte tenu des montants en jeu, de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses retenues de volumes et de prix moyens de l'énergie, et des jugements exercés, nous avons considéré (i) l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires livré et non relevé ainsi que (ii) la compensation à recevoir en la date de clôture au titre du dispositif de bouclier tarifaire comme un point clé de l'audit.	Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") Les diligences mises en œuvre sur l'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé ont principalement consisté à : • prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables pour l'énergie en compteur ; • évaluer la pertinence des modèles d'estimation et à examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit. Nous avons également : • comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par votre groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • contrôlé que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés au cours de la période, prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; • analysé la cohérence des volumes engagés dans les opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) avec les ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux ; • apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture. **Compensation relative aux ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire"** Concernant les impacts résultant de la mise en œuvre du mécanisme de bouclier tarifaire, nos diligences ont principalement consisté à : • examiner le décret gouvernemental du 23 octobre 2021 et les dispositions législatives votées dans le cadre de la loi de finances 2022 ; • analyser les conséquences financières tirées par votre société de l'application des différentes dispositions encadrant le bouclier tarifaire, ainsi que l'évaluation du manque à gagner pour la période du 1er novembre au 31 décembre 2021 ; • apprécier le traitement comptable et les modalités de présentation du produit à reconnaître au sein du compte de résultat et de la créance afférente au 31 décembre 2021. Nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les Notes 1, 2 et 13.1 de l'annexe aux comptes annuels.

Evaluation des titres de participation

Notes 1 "Règles et méthodes comptables" et 4 "Immobilisations financières" de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit	Notre réponse
Les titres de participation s'élèvent à 74 679 millions d'euros au 31 décembre 2021 (63 361 millions d'euros en valeur nette). Les titres de participation acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés. Comme indiqué dans la section "Immobilisations financières" de la Note 1 de l'annexe aux comptes annuels, concernant les titres pour lesquels votre société s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable de ces titres (y compris les malis de fusion associés) à leur valeur d'utilité, si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée, notamment, par référence à (i) la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes pour les sociétés de financement, (ii) la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des vingt derniers cours de Bourse de l'exercice pour les sociétés cotées, (iii) aux flux de trésorerie attendus ou de dividendes ("*Discounted Cash Flow*" ou "*Dividend Discount Model*") pour les autres filiales opérationnelles, en prenant en compte les éventuelles couvertures de change. Comme indiqué dans la Note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, les flux de trésorerie attendus proviennent du budget 2022 et du plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 approuvés par votre Comité Exécutif et votre conseil d'administration et, au-delà de cette période, d'extrapolations établies à partir d'hypothèses macroéconomiques et de projections de prix issues du scénario de référence à long terme de votre Groupe pour la période 2025-2040 approuvé par votre Comité Exécutif. Tel que mentionné dans la Note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, la reprise nette des provisions constatée à hauteur de 854 millions d'euros en 2021 porte notamment sur les titres de participation dans la société Electrabel (698 millions d'euros). L'évaluation des titres de participation est considérée comme un point clé de l'audit compte tenu de leur importance au bilan (61% du total actif) et en raison des jugements nécessaires à l'estimation de leur valeur d'utilité, dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.	Nous avons apprécié les procédures d'approbation des estimations par la Direction. Nous avons examiné les principales données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination des valeurs d'utilité, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et vérifié les calculs effectués par votre société avec le support de nos spécialistes en évaluation. Nos travaux ont notamment consisté à : • examiner les méthodes d'évaluation retenues pour estimer les valeurs d'utilité ; • apprécier la cohérence des hypothèses du scénario de référence à long terme de votre Groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO_2, du charbon et du pétrole, inflation) avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ; • apprécier la cohérence des hypothèses opérationnelles et régulatoires, propres à chacune des entités, retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie ; • examiner les modalités de détermination des taux d'actualisation et apprécier leur cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes ; • s'agissant des modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels : – apprécier la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, avec le scénario de référence du Groupe ; – apprécier la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ; • apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes de l'annexe aux comptes annuels.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'Administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D. 441-6 du Code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entrepris

Nous attestons de l'existence, dans la section du rapport de gestion du conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L. 225-37-4, L. 22-10-10 et L. 22-10-9 du Code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 22-10-9 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés ou attribués aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des entreprises contrôlées par elle qui sont comprises dans le périmètre de consolidation. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L. 22-10-11 du Code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier, établis sous la responsabilité de la Directrice Générale.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre Assemblée Générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES et du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 2021, nos cabinets étaient dans la quatorzième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était Commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022
Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Patrick E. Suissa	Nadia Laadouli	Charles-Emmanuel Chosson	Guillaume Rouger

7

- E

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 400

7.1.1 Raison sociale et nom commercial 400
7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI 400
7.1.3 Date de constitution et durée de vie 400
7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet 400
7.1.5 Objet social 400
7.1.6 Raison d'être 401
7.1.7 Exercice social 401

7.2 Contrats importants 401

7.2.1 Contrats finalisés en 2020 401
7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2020 401
7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2020 401
7.2.4 Contrats finalisés en 2021 401
7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2021 401
7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2021 401
7.2.7 Contrats d'emprunt et de financement 401

7.3 Litiges et arbitrages 402

7.4 Documents accessibles au public 402

7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel 402

7.6 Table de conversion 403

7.7 Unités de mesure 403

7.8 Sigles et acronymes 404

7.9 Glossaire 405

7.10 Index thématique 408

7.11 Table de concordance 410

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts

7.1.1 Raison sociale et nom commercial

La Société a pour raison sociale et nom commercial : ENGIE.

7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI

ENGIE est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 542 107 651.
Son code APE est le 3523Z.
Son identifiant d'entité juridique (code LEI) est le suivant : LAXUQCHT4FH58LRZDY46.
Le nom de l'action cotée en bourse est ENGIE et son code mnémonique "ENGI".

7.1.3 Date de constitution et durée de vie

La Société a une durée s'achevant le 17 novembre 2103, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet

Le siège social est situé : 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie, France.
Téléphone du siège social : +33 1 44 22 00 00
Site internet : www.engie.com

Les informations figurant sur le site internet de la Société ne font pas partie intégrante du présent document, sauf si elles y sont incorporées par référence.

ENGIE est une société anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions législatives et réglementaires applicables aux sociétés commerciales de forme anonyme, sous réserve des lois spécifiques régissant la Société, et à ses statuts.

7.1.5 Objet social

Aux termes de l'article 2.2 des statuts, ENGIE a pour objet la gestion et la mise en valeur de ses actifs matériels et immatériels, présents et futurs, en France et à l'international, par tous moyens, et notamment de :

- prospecter, produire, traiter, importer, exporter, acheter, transporter, stocker, distribuer, fournir, commercialiser du gaz de toute nature et sous toutes ses formes, de l'électricité ainsi que toutes autres formes d'énergie ;
- réaliser le négoce de toute énergie, notamment du gaz et de l'électricité ;
- fournir à tout type de clients des services liés directement ou indirectement aux activités précitées, et notamment des services propres à faciliter la transition énergétique ;
- assurer les missions de service public qui lui sont assignées par la législation et la réglementation en vigueur, en particulier par le Code de l'énergie ;
- étudier, concevoir et mettre en œuvre tous projets et tous travaux publics ou privés pour le compte de toutes collectivités, entreprises et particuliers ; préparer et conclure tous traités, contrats et marchés se rapportant à l'exécution de ces projets et de ces travaux ;
- participer directement ou indirectement à toutes opérations ou activités de toute nature pouvant se rattacher à l'un des objets précités, ou de nature à assurer le développement du patrimoine social y compris des activités de recherche et d'ingénierie, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat ou de vente de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt et de participations, sous quelque forme que ce soit, dans toutes entreprises ou sociétés, existantes ou à créer, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- créer, acquérir, louer, prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, prendre à bail, installer, exploiter tous établissements et fonds de commerce se rapportant à l'un des objets précités ;
- prendre, acquérir, exploiter, concéder ou céder tous procédés, brevets et licences de brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- obtenir, acquérir, prendre à bail et exploiter, principalement au travers de filiales et participations, toutes concessions et entreprises relatives à l'alimentation des villes en eau potable ou industrielle, à l'évacuation et à l'épuration des eaux usées, aux opérations de dessèchement et d'assainissement, à l'irrigation et à l'établissement de tous ouvrages de transport, de protection et de retenue d'eau ainsi que toutes activités de vente et de service aux collectivités et aux particuliers dans l'aménagement des villes et la gestion de l'environnement ;
- et plus généralement réaliser toutes opérations et activités de toute nature, industrielle, commerciale, financière, mobilière ou immobilière, y compris de services notamment l'intermédiation d'assurance comme mandataire ou mandataire délégué, à titre de complément ou autonome, ou de recherche, ces opérations et activités se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires, complémentaires ou connexes ainsi qu'à ceux de nature à favoriser le développement des affaires de la Société.

7.1.6 Raison d'être

Aux termes de l'article 2.1 des statuts, la raison d'être d'ENGIE c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée.

7.1.7 Exercice social

La Société a un exercice social d'une durée de 12 mois qui débute le 1er janvier et s'achève le 31 décembre de chaque année.

7.2 Contrats importants

Les principaux contrats du Groupe, autres que les contrats conclus dans le cadre normal des affaires, sont les suivants :

7.2.1 Contrats finalisés en 2020

Contrat de cession d'une participation de 29,9% dans la société SUEZ – voir Note 4.1.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" du Document d'enregistrement universel 2020.

7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2020 et finalisés en 2021

Néant.

7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2020

Néant.

7.2.4 Contrats finalisés en 2021

Contrat de cession d'une partie de la participation dans la société GRTgaz – voir Note 5.1.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2021

Contrat de cession des activités d'EQUANS – voir Note 5.2.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Contrat d'acquisition d'une participation de 97,33% des parts dans la société Eolia Renovables - voir Note 5.4 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2021

Non significatif.

7.2.7 Contrats d'emprunt et de financement

Voir Notes 17.3 et 19.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et Notes 11.2.1 et 11.2.2 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

7.3 Litiges et arbitrages

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de litiges et arbitrages d'une part et, d'autre part, fait l'objet d'enquêtes et procédures au titre du droit de la concurrence, dont les principaux sont présentés dans la Note 26 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et dans la Note 19 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

7.4 Documents accessibles au public

Les documents relatifs à ENGIE devant être mis à la disposition du public (les statuts, les rapports, les informations financières historiques d'ENGIE, ainsi que des filiales du Groupe incluses ou visées dans le présent Document d'enregistrement universel et celles relatives à chacun des deux exercices précédant le dépôt du présent Document d'enregistrement universel) pourront être consultés au siège social d'ENGIE pendant toute la durée de la validité du présent Document d'enregistrement universel.

Ces documents peuvent également être obtenus en format électronique sur le site internet d'ENGIE (www.engie.com) et, pour certains d'entre eux, sur le site de l'AMF (www.amf-france.org).

Le Document d'enregistrement universel d'ENGIE est traduit en anglais.

Outre le présent Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'AMF, le Groupe publie annuellement un Rapport intégré.

Les documents publiés sur le site internet sont disponibles sans frais auprès d'ENGIE, 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie, France.

7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel

Personne responsable du Document d'enregistrement universel

Catherine MacGregor, Directrice Générale.

Attestation du responsable du Document d'enregistrement universel contenant le rapport financier annuel

"J'atteste que les informations contenues dans le présent Document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omissions de nature à en altérer la portée.

J'atteste que, à ma connaissance, les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion, dont les différentes rubriques sont mentionnées dans le Chapitre 7 du présent Document d'enregistrement universel, présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées".

Courbevoie, le 9 mars 2022
La Directrice Générale
Catherine MacGregor

7.6 Table de conversion

1 kWh	0,09 m^3 de gaz naturel (soit 1 m^3 de gaz = 11 kWh)
1 GWh	91 000 m^3 de gaz naturel
1 TWh ou 1 milliard de kWh	91 millions de m^3
1 milliard de m^3 de gaz	6,2 millions de barils équivalent pétrole (Mbep)

Les unités de conversion mentionnées ci-dessus sont celles couramment utilisées par les professionnels du secteur de l'énergie. Elles sont fournies à titre purement indicatif dans ce document.

7.7 Unités de mesure

A	Ampère
Bar	Unité de mesure de la pression des fluides, notamment du gaz naturel (1 bar : 105 Pascal)
Bep	Baril équivalent pétrole (1 baril = 159 litres)
G	Giga (milliard)
GBq	Giga becquerel
Gm^3	Giga m^3 (milliard de mètres cubes)
GW	Gigawatt (milliard de watts)
GWh	Gigawattheure (million de kilowattheures)
GWhéq	GWh équivalent électrique
J	Joule
k	Kilo (mille)
kW	Kilowatt (mille watts)
kWh	Kilowattheure (mille wattheures)
m	Mètre
m^2	Mètre carré
m^3	Mètre cube
M	Méga (million)
Mbep	Million de barils équivalent pétrole
Mtpa	Million de tonnes par an
MW	Mégawatt (million de watts)
MWc	Mégawatt crête (unité de mesure de puissance des installations solaires photovoltaïques)
MWe	Mégawatt électrique
MWh	Mégawattheure (mille kilowattheures)
T	Téra (mille milliards)
TBq	Téra becquerel
t/h	Tonne par heure
TWh	Térawattheure (milliard de kilowattheures)
V	Volt
W	Watt
Wh	Wattheure

7.8 Sigles et acronymes

A

ACPR : Autorité de contrôle prudentiel et de résolution

AGM : Assemblée Générale Mixte

AMF : Autorité des marchés financiers

ATAD : *Anti Tax Avoidance Directive*

ATRD : Accès des tiers au réseau de distribution – voir Glossaire

B

BtoB : *Business to Business* (clientèle d'entreprises)

BtoC : *Business to Consumer* (clientèle de particuliers)

BtoT : *Business to Territories* (clientèle de villes et territoires)

BU : *Business Unit* (unité opérationnelle)

C

Capex : *Capital expenditures* (dépenses d'investissement)

CEE : Comité d'Entreprise Européen

CEE : Certificat d'économie d'énergie

CER : *Certified Emission Reduction* (certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre) – voir Glossaire

CO_2 : Dioxyde de carbone

Covid-19 : *Coronavirus disease* 2019

CPN : Commission des provisions nucléaires

CRE : Commission de Régulation de l'Énergie – voir Glossaire

CRM : *Capacity Remuneration Mechanism* – voir Glossaire

CSE : Comité Social et Économique

CSP : Centre de Services Partagés

D

DBSO : *Develop Build Share Operate*

DBOO : *Design Build Own Operate*

E

EBITDA : *Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization* – voir Glossaire

E&P : Exploration-Production d'hydrocarbures

EMAS : *Eco Management and Audit Scheme* (Système de Management Environnemental et d'Audit) – voir Glossaire

EMTN : *Euro Medium Term Note* (programme de bons à moyen terme négociables)

ENR : Énergies Renouvelables : éolien, solaire, hydraulique…

ERM : *Enterprise Risk Management* (gestion des risques de l'entreprise)

EUA : *European Union Allowance* (droits d'émission européens)

F

FM : *Facility management* – voir Glossaire

G

GBU : *Global Business Unit*

GES : Gaz à effet de serre – voir Glossaire

GNL : Gaz naturel liquéfié – voir Glossaire

GNV : Gaz naturel véhicule – voir Glossaire

I

IAS : *International Accounting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB jusqu'en 2002)

IASB : *International Accounting Standards Board*

IEG : Industries Électriques et Gazières – voir Glossaire

IFRS : *International Financial Reporting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB depuis 2002)

IG : Intégration globale

INCOME : *Internal Control Management Efficiency* (programme de contrôle interne du Groupe ENGIE)

IoT : *Internet of Things* (internet des objets)

IP : Intégration proportionnelle

IPP : *Independent Power Producer* (producteur indépendant d'électricité) – voir Glossaire

ISO : *International Organization for Standardization* – voir Glossaire

K

KPI : *Key Performance Indicator* (indicateur clé de performance)

L

LTO : *Long Term Operation*

MEE : Mise en équivalence

N

NOx : Oxyde d'azote

O

OCDE : Organisation de coopération et de développement économiques

ONDRAF : Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies

ONG : Organisation non gouvernementale

OPCVM : Organismes de placement collectif de valeurs mobilières

Opex : *Operating expenses* (charges d'exploitation)

P

PEG : Plan d'Épargne Groupe

PPA : *Power Purchase Agreement* (contrat d'achat/vente d'électricité, souvent à long terme)

PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

PSI : Prestataire de Services d'Investissement – voir Glossaire

PV : Photovoltaïque

R

R&D : Recherche et Développement

RGPD : Règlement général sur la protection des données

RH : Ressources Humaines

ROC : Résultat Opérationnel Courant

ROCE : *Return on capital employed* (rentabilité des capitaux investis ou rentabilité économique)

ROE : *Return on equity* (rentabilité des capitaux propres)

RSE : Responsabilité Sociétale d'Entreprise

S

SER : Source d'Énergie Renouvelable

SI : Système d'Information

SO_2 : Dioxyde de soufre

SRV : *Shuttle Regasification Vehicle* – voir Glossaire

T

TGV : Turbine Gaz-Vapeur (ou CCGT pour *Combined Cycle Gas Turbine*)

TMO : Taux Mensuel Obligataire

TSR : *Total Shareholder Return* – voir Glossaire

U

UE : Union européenne

V

VaR : *Value at Risk* (valeur à risque) – voir Glossaire

VPP : *Virtual Power Plant* (capacité de production virtuelle) – voir Glossaire

7.9 Glossaire

Accès des Tiers au Réseau (ATR)

Droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

Actions en autocontrôle

Actions d'une société détenues par des filiales contrôlées par celle-ci. Ces actions sont privées de droits de vote.

Actions en auto-détention

Actions de la Société acquises par cette dernière, en vertu d'une autorisation donnée par l'Assemblée Générale. Ces actions sont privées de droits de vote.

Base d'actifs régulés (BAR)

La base d'actifs régulés est la valeur économique des actifs, reconnue par le régulateur, pour les actifs exploités par un opérateur d'infrastructures régulées.

Biogaz

Ensemble des gaz qui résultent de la fermentation des matières organiques (déchets, boues des stations d'épuration, etc.) dans un milieu en raréfaction d'air, tels que le méthane et le dioxyde de carbone. Cette fermentation est le résultat d'une activité bactérienne, naturelle ou contrôlée. À ce titre, le biogaz entre dans la catégorie des énergies renouvelables.

Biomasse

Masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Une partie de ce gisement peut être éventuellement exploitable à des fins énergétiques.

Branchement

Ouvrage de transport assurant la liaison entre le réseau de transport et un ou des postes de livraison, et destiné exclusivement ou principalement à l'alimentation d'un client ou d'un réseau de distribution. Le branchement fait partie du réseau.

Canalisation de gaz

Conduite assurant le transport d'un gaz combustible.

Capacité de transport

Charge maximale admissible en permanence d'un moyen d'exploitation en tenant compte de la stabilité de ses paramètres de fonctionnement et de la chute de pression.

Capacity Rémuneration Mechanism

Instrument destiné à compléter les marchés d'énergie avec un marché de capacités qui garantit la disponibilité de capacités suffisantes pour assurer l'approvisionnement en électricité.

Centrale à cycle combiné à vapeur

Centrale électrique comprenant un générateur à turbine à gaz dont les gaz d'échappement alimentent une chaudière. La vapeur produite dans la chaudière entraîne un turbogénérateur.

Centrale thermique

Installation dans laquelle l'énergie chimique contenue dans des combustibles fossiles solides, liquides ou gazeux est transformée exclusivement en énergie électrique à l'aide de chaudières et de turbines à vapeur.

Certified Emission Reduction (CER)

Certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre délivré à des industriels ayant investi dans des pays en voie de développement pour y réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les CER ne sont pas directement échangeables, mais restituables en lieu et place de quotas de CO_2, un CER équivalant alors à un quota.

Code Afep-Medef

Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées (en France), dans sa version publiée par l'Afep-Medef en janvier 2020.

Cogénération

Technique permettant, à partir d'un seul combustible qui peut être le gaz naturel, de produire simultanément de la chaleur (vapeur ou eau surchauffée ou mélange d'air et de produits de combustion) et de l'électricité.

Commercialisateur

Vendeur d'énergie à des tiers (client final, distributeur, etc.).

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz – Belgique (CREG)

Organisme autonome, investi d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz. Par ailleurs, la CREG surveille et contrôle l'application des lois et réglementations. Un Conseil général, composé de représentants des gouvernements fédéral et régionaux, des organisations représentatives des travailleurs, des employeurs et des classes moyennes, des associations environnementales ainsi que des producteurs, des distributeurs et des consommateurs, supervise son fonctionnement.

Commission de Régulation de l'Énergie – France (CRE)

La Commission de Régulation de l'Énergie est une autorité administrative indépendante. Elle a été mise en place pour la régulation de l'électricité par la loi du 10 février 2000 et ses compétences ont été élargies au secteur du gaz par la loi du 3 janvier 2003. Elle a pour mission essentielle de veiller à la mise en œuvre effective de l'accès aux infrastructures électriques et gazières dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

Plus généralement, son rôle est de veiller au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité.

Dark spread

Marge brute d'une centrale à charbon, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le *dark spread* doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers, coût du CO_2, etc.).

Dessalement

Procédé permettant de réduire la concentration en sels des eaux afin de les rendre propres à la consommation humaine ou animale ainsi que pour divers usages, notamment industriels.

Distribution

Les réseaux de distribution sont des ensembles d'ouvrages constitués principalement de canalisations à moyenne ou basse pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs qui ne sont pas raccordés directement au réseau principal ou à un réseau régional de transport.

Droits en nature des concédants

Le poste Droits en nature des concédants est un poste spécifique aux entreprises délégataires de services publics. Il est la contrepartie des immobilisations en concession inscrites à l'actif du bilan.

Sa valorisation traduit l'obligation de remise gratuite au concédant, au terme du contrat, des immobilisations affectées au service public concédé, de sorte que, au terme d'un contrat donné, la valeur du poste Droits en nature des concédants est égale à la valeur nette comptable des immobilisations devant être remises au concédant.

EBITDA

L'EBITDA désigne communément les revenus d'une entreprise avant soustraction des intérêts, impôts, dotations aux amortissements et provisions sur immobilisations.

EBITDA *at Risk*

L'EBITDA *at Risk* mesure la perte potentielle d'EBITDA, à une probabilité donnée, sous l'effet de variations des prix et des volatilités, sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de portfolio management.

Si l'horizon de temps considéré est d'un an calendaire et l'intervalle de confiance 95%, un EBITDA *at Risk* de 100 millions d'euros indique que la probabilité de perdre entre le 1er janvier et le 31 décembre plus de 100 millions d'euros d'EBITDA du fait des variations de prix des commodités est de 5%.

Électricité verte

L'électricité verte est l'électricité certifiée produite à partir d'énergies renouvelables.

Eco Management and Audit Scheme (EMAS)

Système de Management Environnemental et d'Audit, fondé sur une certification ISO 14001 et une déclaration environnementale certifiée par des vérificateurs européens, approuvée par la Commission européenne et publiée.

Facility Management

Ensemble des prestations de management des services et utilité complémentaires à la fourniture d'énergie d'un client industriel. Ces prestations sont relatives à la gestion de l'environnement du client : gardiennage, propreté et hygiène, conduite et maintenance des équipements techniques, maîtrise d'ouvrage déléguée pour les travaux, gestion des équipements de sécurité, standard et accueil, etc.

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz atmosphérique qui contribue à maintenir la chaleur émise sur terre par le soleil. Les industries, les voitures, le chauffage, l'élevage, etc. produisent des gaz dont certains renforcent l'effet de serre. L'augmentation significative des gaz à effet de serre produits par l'activité humaine est, entre autres, responsable du réchauffement de la planète et de ses conséquences sur l'écosystème.

Gaz cousin

Quantité de gaz emmagasinée dans un stockage souterrain et qui peut ne pas être complètement récupérée après son injection.

Gaz Naturel Liquéfié (GNL)

Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à – 162 °C permettant de réduire 600 fois son volume.

Gaz Naturel Véhicule (GNV)

Composé à 100% de gaz naturel, il est essentiellement utilisé dans les transports urbains et les véhicules de propreté.

Gaz utile

Gaz disponible à l'intérieur d'un stockage souterrain et susceptible d'être soutiré.

Green Power Purchase Agreement (Green PPA)

Un *Green Power Purchase Agreement* ("contrat d'achat d'électricité") ou *Green PPA* est un contrat de livraison d'électricité produite à partir des énergies renouvelables conclu à long terme entre un producteur et un acheteur d'électricité.

Hub gazier

Plate-forme d'échange (point de jonction d'un réseau de transport où arrive le gaz en provenance de plusieurs sources et qui offre la possibilité physique d'échanger des volumes de gaz entre ces sources et les marchés finaux).

Independent Power Producer (IPP)

Producteur d'électricité indépendant dont les activités ne sont pas régulées par l'État.

Le classement des IPP est uniquement basé sur les projets développés en dehors du pays d'origine.

Industries électriques et gazières (IEG)

Ensemble des entreprises qui produisent, transportent ou distribuent de l'électricité ou du gaz en France et qui satisfont aux dispositions de la loi de nationalisation du 8 avril 1946. La branche des IEG regroupe l'ensemble des entreprises dont le personnel relève du statut du personnel des IEG.

International Organization for Standardization (ISO)

Organisation visant à définir des référentiels (norme/standard industriel utilisé comme référentiel).

ISO 14001

Norme internationale destinée à vérifier l'organisation des procédures et méthodes d'unités organisationnelles d'une entreprise, ainsi que la mise en place efficace de la politique de l'environnement et de ses objectifs environnementaux.

ISO 9001

Norme internationale qui définit des critères de qualité au sein des procédures de travail.

Elle concerne la conception d'un produit, la maîtrise de l'outil de production et du procédé de fabrication ainsi que le contrôle qualité du produit final.

Liquéfaction du gaz naturel

Transformation du gaz naturel de la forme gazeuse à la forme liquide pour son transport par navire et/ou son stockage.

Joint-venture

Terme anglais communément utilisé pour décrire un projet dans lequel deux entités ou plus participent. Pour les principes et méthodes de consolidation applicables aux différents types de partenariat selon les normes IFRS, se reporter à la Note 1 de la Section 6.2 Comptes consolidés.

Marché spot

Marché sur lequel s'opèrent les achats et les ventes d'énergie à court terme (à la journée ou jusqu'à trois ans).

Modulation

Terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages – régulé ou négocié – est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas des États-Unis).

Ouvrages de raccordement

Ensemble des ouvrages assurant le raccordement d'un site de consommation ou d'un réseau de distribution au réseau de transport. Les ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou plusieurs branchements et d'un ou plusieurs postes de livraison.

Partenariat public-privé

Ce partenariat repose sur un contrat par lequel l'autorité publique confie certaines missions à un délégataire en lui fixant des objectifs. Les pouvoirs publics fixent les objectifs de service à l'opérateur privé tout en conservant la propriété du patrimoine et le pouvoir de régulation. Les collectivités locales ont de plus en plus recours à ce type de partenariat dans la gestion de leurs services de l'eau.

Point d'échange de gaz

Point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

Prestataire de Services d'Investissement (PSI)

Entreprise de crédit ou établissement de crédit ayant reçu un agrément pour réaliser des services d'investissements et dont le rôle principal est de transmettre et de traiter les ordres de bourse.

Power Purchase Agreement Corporate (*Corporate* PPA)

Un *Power Purchase Agreement Corporate* ("contrat d'achat d'électricité" ou *Corporate PPA* est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre un producteur et un acheteur d'électricité final.

Qmax

Un navire de taille Q-Max mesure 345 mètres (1 132 pieds) de long et mesure 53,8 mètres (177 pieds) de large et 34,7 mètres (114 pieds) de haut, avec un tirant d'eau d'environ 12 mètres (39 pieds).

Il a une capacité de GNL de 266 000 mètres cubes (9 400 000 pieds cubes), soit 161 994 000 mètres cubes (5,7208 × 109 pieds cubes) de gaz naturel.

Réseau principal

Ensemble d'ouvrages de transport de gaz naturel à haute pression et de grand diamètre, qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers.

À ces ouvrages sont rattachés les réseaux régionaux ainsi que certains consommateurs industriels et réseaux de distribution.

Réseau régional

Ensemble d'ouvrages de transport à haute pression et de grand diamètre qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers.

Les réseaux régionaux, les réseaux de distribution ainsi que certains consommateurs industriels y sont rattachés.

Shuttle Regasification Vehicle (SRV)

Méthanier équipé de regazéifieurs embarqués qui peut se connecter à une bouée sous-marine, ce qui lui permet d'émettre le GNL regazéifié directement sur un réseau de gazoducs.

Smart energy

Système énergétique économiquement efficace, durable et sécurisé dans lequel la production d'énergie renouvelable, les infrastructures et la consommation sont intégrées et coordonnées localement au moyen de services énergétiques, d'utilisateurs actifs et de technologies digitales.

Spark spread

Marge brute d'une centrale à gaz, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le *spark spread* doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers, coût du CO_2, etc.).

Station de compression

Installation industrielle qui comprime le gaz naturel afin d'optimiser la circulation des flux dans les canalisations.

Station de pompage

Station ou installation de production d'énergie qui fonctionne selon un procédé qui consiste à pomper de l'eau entre réservoirs à des altitudes différentes. Lorsque les prix de l'électricité sont bas (généralement la nuit), l'électricité du réseau électrique est utilisée pour pomper l'eau vers un réservoir supérieur puis, aux heures de pics de consommation, lorsque les prix de l'électricité sont plus élevés, l'eau est rejetée dans le réservoir inférieur via une turbine.

Stockage

Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.

Stockage souterrain

Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.

Stress test

Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.

Take-or-pay

Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.

Terminal méthanier

Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).

Tolling

Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz, etc.) en électricité.

Total Shareholder Return (TSR)

Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.

Trading d'énergie

Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).

Transport

Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.

Value at Risk (VaR)

La *Value at Risk* est un indicateur global pour mesurer l'exposition du portefeuille par rapport au risque de variations des prix et des volatilités. Il indique le montant de perte potentielle qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de trading.

À titre d'exemple, si l'horizon de temps est 1 jour et l'intervalle de confiance 99%, une VaR de 5 millions d'euros indique que la probabilité de perdre quotidiennement plus de 5 millions d'euros est de 1%, soit deux ou trois fois par an.

Virtual Power Plant (VPP)

Capacité de production virtuelle. Il s'agit d'un dispositif qui consiste à mettre à disposition d'un tiers une bande de capacité de production, contre rémunération, sans que le tiers ne possède de part dans un actif et sans qu'il n'en soit l'opérateur.

Upstream PPAs

Un *upstream Power Purchase Agreement Corporate* ou *upstream PPA* est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre deux parties, généralement un producteur et un acheteur d'électricité.

Zone d'équilibrage

Ensemble comprenant des points d'entrée, des points de livraison et un point d'échange de gaz au sein duquel l'expéditeur doit assurer un équilibrage.

7.10 Index thématique

Thèmes	**Pages**
Acquisitions	60, 73, 105, 219, 220, 228, 235, 254, 258, 296
Actionnariat	98, 99, 199
Actions de performance	99, 162, 165, 171, 173, 174, 175, 177, 180, 277, 332, 333, 367
Administrateur	130 à 158, 169, 170, 181
Assemblée Générale	9, 15, 123, 130, 151, 153, 156, 159 à 162, 164 à 166, 169 à 174,178 à 183, 187, 188, 197, 201, 207, 208, 318, 319, 333, 340, 341, 366, 392, 393
Assurances	40, 55, 59, 67, 98, 155, 383, 387
Capital social	173, 179, 180, 181, 186, 187, 188, 200, 201, 317, 318, 348, 362, 363, 366, 392
Capitaux propres	17, 73, 188, 220, 221, 224 à 231, 234 à 236, 240 à 242, 245, 247, 248, 256 à 258, 272, 275, 289 à 291, 293, 294, 296 à 306, 310, 311, 315, 317, 318, 319, 324, 325, 328, 348, 355, 362, 363, 366
Cessions	14, 72, 73, 157, 204, 206, 207, 216, 219, 228, 235, 250 à 254, 270, 271, 284, 287, 290, 291, 296, 301, 317, 350, 354, 375, 380, 391
Changement climatique	12, 18 à 20, 27, 28, 47, 49, 70, 71, 80, 82, 104, 107, 108, 111, 121, 124, 157, 194
Code Afep-Medef	130, 131, 147, 148, 149, 154, 161 à 163, 166 à 172, 182, 405
Comité Exécutif	9, 39, 67, 68, 156, 160, 172, 173, 260, 280, 334, 342, 361, 385, 391, 395
Commissaires aux comptes	6, 67, 68, 100, 106, 123 à 127, 154, 178, 182, 183, 190, 197, 198, 340, 341, 345, 346, 393, 396, 397
Conflits d'intérêts	87, 118, 147, 148, 150, 151, 178, 243
Conseil d'Administration	15, 70, 71, 95, 101, 104, 116, 123, 130 à 166, 169 à 176, 178 à 183
Contrôle interne	52, 55, 57, 66 à 68, 82, 87, 116, 118 à 124, 155, 340, 344, 345, 394, 396, 397
Conventions réglementées	155, 178, 183
Dette financière	14, 204, 206, 207, 208, 249, 295, 296, 334
Développement durable	18, 19, 70, 79, 114, 124, 195, 196, 260, 281
Direction Générale	9, 67, 70, 105, 126, 130, 151, 160
Diversité	15, 78, 81, 85, 93, 95 à 97, 124, 130, 131, 149, 160, 208
Dividendes	181, 201, 205, 216, 219, 220, 221, 226 à 228, 235, 240, 244, 246, 254, 257, 274, 290, 318, 319, 325, 335, 362, 363, 366, 374, 375, 390, 392, 395
Effectifs	17, 63, 85, 89, 91, 93, 100, 125, 271, 373, 385
Engagements hors bilan	352, 356, 357, 376
État français	186, 199, 200
Ethique	18, 20, 60, 64, 66, 67, 79, 84, 87, 115 à 122, 157
Faits marquants	14, 155, 204
Filiales	8, 10, 21, 40, 68, 81, 82, 98, 188, 219, 221, 228, 231, 235, 236 à 241, 254, 258, 273, 347, 348, 357, 360, 362, 363, 368, 369, 372, 375, 379, 380, 391
Franchissement de seuils	182, 200
Gestion des risques	18, 33, 39, 41 à 65, 71, 101, 111, 117, 119, 124, 232, 297, 302, 307, 309, 324, 345, 376, 382, 396, 404
Gouvernance	18, 33, 39, 60, 67, 70, 71, 78, 81, 83, 87, 115, 116, 121, 130, 151, 156, 159, 160, 239, 243, 323
Impôts	25, 26, 46, 89, 164, 174 à 178, 218, 220, 225 à 259, 261, 271 à 278, 285, 304,321, 328, 336, 341, 351, 369,
Indicateurs financiers	70, 216, 231, 238, 254, 257

Thèmes	**Pages**
Mandat	51, 53, 116, 131 à 164
Mandataires sociaux	42, 131, 132, 152, 153, 155, 158, 163, 164, 169, 171, 172, 174, 175, 179, 180, 182, 190, 320, 393, 398, 417, 418
Notations	9, 20, 22, 72, 164, 167, 224, 301, 310, 314
Obligations vertes	189, 293
Président (Jean-Pierre Clamadieu)	135, 150 à 152, 156, 157, 160 à 169, 171, 179, 181
Provisions	271
Raison d'être	72, 80
R&D / Recherche, Technologies, et Innovation	15, 16, 43, 25, 75, 87, 140, 195, 196
Recrutement	57, 71, 91, 92, 95, 96, 99, 132
Règlement intérieur	73, 149, 152, 153, 154, 162, 172
Rémunération	18, 25, 26, 31, 40, 44, 71, 73, 98, 100, 132, 150, 155, 158, 161, 163, 164, 165, 166, 167
Résultat net part du Groupe	217, 218, 225, 235, 243, 244, 258, 272, 279
Retraites	55, 96, 174, 261, 328, 331, 389
Santé-sécurité	20, 41, 67, 88, 103, 104, 122, 154
Statuts	11, 20, 25, 72, 132, 183
Taxonomie	20, 49, 74, 75 76, 125
Transition énergétique	14, 15, 24, 25, 29, 31, 32, 36, 44, 48, 49, 77, 160, 197
Trésorerie	19, 68, 75, 192, 206, 224, 230, 233, 250, 280, 283

7.11 Table de concordance

Règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017 (Prospectus) et Règlement délégué (UE) n° 2019/980 du 14 mars 2019

La présente table de concordance permet d'identifier les informations requises par l'annexe 1 (sur renvoi de l'annexe 2) du Règlement délégué (UE) n° 2019/980 du 14 mars 2019 complétant le Règlement (UE) n° 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil conformément au schéma du prospectus et de croiser celles-ci avec les Sections du Document d'enregistrement universel 2021 :

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980			Chapitre du Document d'enregistrement universel 2021		Page
1.	**Personnes responsables, informations provenant de tiers, rapports d'experts et approbation de l'autorité compétente**				
	1.1	Nom et fonction des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	402
	1.2	Déclaration des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	402
	1.3	Déclaration ou rapport attribué à une personne intervenant en qualité d'expert	NA		NA
	1.4	Attestation d'un tiers	NA		NA
	1.5	Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente		Encart AMF	1
2.	**Contrôleurs légaux des comptes**				
	2.1	Nom et adresse des contrôleurs légaux des comptes	4.5.7	Mandats des Commissaires aux comptes	183
	2.2	Démission, révocation ou non-renouvellement des contrôleurs légaux des comptes	NA		NA
3.	**Facteurs de risques**		2	Facteurs de risque et contrôle	37
4.	**Informations concernant l'émetteur**				
	4.1	Raison sociale et nom commercial	7.1.1	Raison sociale et nom commercial	400
	4.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	400
	4.3	Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	1.1.2	Histoire et évolution de la Société	8
			7.1.3	Date de constitution et durée de vie	400
	4.4	Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	1.1.1	Présentation	8
			7.1	Informations générales concernant ENGIE et ses statuts	400
5.	**Aperçu des activités**				
	5.1	Principales activités	1.1.1	Présentation	8
			1.2	Stratégie et objectifs	12
			1.1.3	Organisation du Groupe	9
			1.6	Présentation des activités du Groupe	20
	5.2	Principaux marchés	1.1.1	Présentation	8
			1.2	Stratégie et objectifs	12
			1.6	Présentation des activités du Groupe	20
	5.3	Événements importants	1.6	Présentation des activités du Groupe	20
	5.4	Stratégie et objectifs	1.2	Stratégie et objectifs	12
	5.5	Degré de dépendance de l'émetteur à l'égard de brevets ou de licences, de contrats industriels, commerciaux ou financiers ou de nouveaux procédés de fabrication	1.3	Recherche, technologies, et innovation	13
			2.2	Facteurs de risques	41
	5.6	Déclaration sur la position concurrentielle	1.1.1	Présentation	8
	5.7	Investissements			
		5.7.1 Principaux investissements réalisés	6.1.1.3.2	Investissements nets	218
		5.7.2 Principaux investissements en cours	1.2	Stratégie et objectifs	12
			1.6	Présentation des activités du Groupe	20
		5.7.3 Co-entreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	6.2	Comptes consolidés – Note 3 (Principales filiales au 31 décembre 2021) et Note 4 (Participations dans les entreprises mises en équivalence)	236 242
		5.7.4 Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.5	Informations environnementales	104

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980		Chapitre du Document d'enregistrement universel 2021		Page
6.	**Structure organisationnelle**			
6.1	Description sommaire du Groupe	1.1.3	Organisation du Groupe	9
6.2	Liste des filiales importantes	6.2	Comptes consolidés – Note 3 (Principales filiales au 31 décembre 2021)	236
7.	**Examen de la situation financière et du résultat**	6.1.1	Rapport d'activité	204
7.1	Situation financière	6.1.1.3	Évolution de l'endettement financier net	216
		6.1.1.4	Autres postes de l'état de situation financière	220
7.1.1	Évolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	6.1.1	Rapport d'activité	204
7.1.2	Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	1.3	Recherche, technologies, et innovation	13
		6.2	Comptes consolidés – Note 15.2 (Information sur les frais de recherche et développement)	285
7.2	Résultats d'exploitation			
7.2.1	Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	6.1.1.1	Résultats ENGIE 2021	204
		6.1.1.2	Autres éléments du compte de résultat	215
7.2.2	Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	6.1.1.1	Résultats ENGIE 2021	204
		6.1.1.2	Autres éléments du compte de résultat	215
8.	**Trésorerie et capitaux**			
8.1	Informations sur les capitaux	6.1.1.4	Autres postes de l'état de situation financière	220
		6.2	Comptes consolidés – Note 17.3 (Endettement financier net)	295
			Note 19 (Éléments sur les capitaux propres)	317
			Note 6.4 (Capitaux engagés industriels)	257
8.2	Flux de trésorerie	6.1.1.3	Évolution de l'endettement financier net	216
8.3	Besoins de financement et structure de financement	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	222
		5.2	Titres non représentatifs du capital	188
		6.2	Comptes consolidés – Note 17 (Instruments financiers)	289
8.4	Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.2	Restriction à l'utilisation des capitaux	222
8.5	Sources de financement attendues	6.1.2.3	Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	222
9.	**Environnement réglementaire**	1.6	Présentation des activités du Groupe	20
		2.2.1	Risques politiques et réglementaires	41
10.	**Information sur les tendances**			
10.1	Principales tendances récentes ayant affecté la production, les ventes et les stocks, les coûts et les prix de vente, tout changement significatif dans la performance financière du Groupe ou fournir une déclaration négative appropriée	1.2	Stratégie et objectifs	12
		6.1	Examen de la situation financière	204
10.2	Tendances susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2021		Page
11. Prévisions ou estimations du bénéfice			
11.1 Prévision ou estimation du bénéfice	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
11.2 Déclaration énonçant les principales hypothèses	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
11.3 Déclaration relative aux bases d'établissement et d'élaboration des précisions et estimations du bénéfice	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale			
12.1 Informations concernant les membres des organes d'administration et la Direction Générale	4.1	Organes d'administration	130
	4.3	Direction Générale	160
12.2 Conflits d'intérêts	4.1.1.4	Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation	147
13. Rémunération et avantages			
13.1 Montant de la rémunération versée et des avantages en nature	4.4	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	161
13.2 Montant total des sommes provisionnées ou constatées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	4.4.1.4	Régime de retraite	162
	4.4.2	Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif)	172
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction			
14.1 Date d'expiration des mandats	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	130
14.2 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	4.5.3	Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	178
14.3 Information sur le Comité d'Audit et le Comité de Rémunération	4.1.2.4	Les comités	153
14.4 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	150
	4.6	Code de gouvernement d'entreprise	182
14.5 Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	4.2.2	Assemblée Générale du 21 avril 2022 – Composition du Conseil d'Administration	159
15. Salariés			
15.1 Nombre de salariés	3.4.1	Données sociales	88
15.2 Participations et stock-options	4.1.1.1	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	131
	4.4	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	161
15.3 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.4.5	Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié	98
16. Principaux actionnaires			
16.1 Actionnaires détenant plus de 5% du capital ou des droits de votes	5.1.1	Capital social et droits de vote	186
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	200
16.2 Existence de droits de vote différents	5.1.1.3	Droits de vote	186
	5.4.4	Action spécifique	200
16.3 Contrôle de l'émetteur	5.4.2	Répartition du capital	199
	5.4.4	Action spécifique	200
16.4 Accord relatif au changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	200
17. Transactions avec des parties liées			
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	178
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	183

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2021		Page
18. Informations financières concernant l'actif et la passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur			
18.1 Informations financières historiques	6.2	Comptes consolidés	223
	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	341
	6.4	Comptes sociaux	347
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	393
18.2 Informations financières intermédiaires	6.2	Comptes consolidés	223
18.3 Audit des informations financières annuelles historiques	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	341
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	393
18.4 Informations financières historiques pro forma	NA		NA
18.5 Politique en matière de dividendes	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	201
18.6 Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2	Comptes consolidés – Note 26 (Contentieux et enquêtes)	336
	7.3	Litiges et arbitrage	402
18.7 Changement significatif de la situation financière	6.2	Comptes consolidés – Note 27 (Événements postérieurs à la clôture)	340
19. Informations supplémentaires			
19.1 Capital social	5.1	Informations sur le capital	186
19.1.1 Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	5.1.1	Capital social et droits de vote	186
	5.1.2	Capital potentiel et titres donnant accès au capital	186
	4.5.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	179
19.1.2 Actions non représentatives du capital	5.2	Titres non représentatifs du capital	188
19.1.3 Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	5.1.4.3	Valeur comptable et valeur nominale	188
19.1.4 Valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	NA		NA
19.1.5 Droits d'acquisition et/ou toute obligation attachée au capital autorisé, mais non émis, ou toute entreprise visant à augmenter le capital	NA		NA
19.1.6 Options sur le capital de membres du Groupe	5.4.4	Action spécifique	200
19.1.7 Historique du capital social	5.1.3	Évolution du capital social au cours des cinq derniers exercices	187
19.2 Acte constitutif et statuts			
19.2.1 Registre et objet social	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	400
	7.1.5	Objet social	400
19.2.2 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	5.4.4	Action spécifique	200
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	181
19.2.3 Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	200
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	181
20. Contrats importants	7.2	Contrats importants	401
21. Documents disponibles	7.4	Documents accessibles au public	402

Table de concordance du rapport financier annuel

Afin de faciliter la lecture du présent document, la table de concordance ci-après permet d'identifier, dans le présent Document d'enregistrement universel, les informations qui constituent le rapport financier annuel devant être publié par les sociétés cotées conformément aux articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'AMF.

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Comptes annuels	6.4	Comptes sociaux	347
Comptes consolidés	6.2	Comptes consolidés	223
Rapport de gestion		Voir table de concordance spécifique ci-après	413
Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	402
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	393
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	341

Table de concordance du rapport de gestion (auquel sont joints le rapport sur le gouvernement d'entreprise et la Déclaration de performance extra-financière)

Afin de faciliter la lecture du présent document, la table de concordance ci-après permet d'identifier les informations devant figurer au sein du rapport de gestion, selon les dispositions du Code de commerce applicables aux sociétés anonymes à Conseil d'Administration.

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
1. Situation et activité du Groupe			
Situation de la Société durant l'exercice écoulé et analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe, notamment de sa situation d'endettement, au regard du volume et de la complexité des affaires	6.1.1	Rapport d'activité	204
	6.1.1.2	Autres éléments du compte de résultat	215
	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	222
	6.2	Comptes consolidés	223
Indicateurs clefs de performance de nature financière	1.4.3	Chiffres clés financiers 2021	17
Indicateurs clefs de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe, notamment les informations relatives aux questions d'environnement et de personnel	1.4.3	Chiffres clés financiers 2021	17
Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le Rapport de gestion est établi	6.2	Comptes consolidés – Note 27 (Événements postérieurs à la clôture)	340
Identité des principaux actionnaires et détenteurs des droits de vote aux Assemblées Générales, et modifications intervenues au cours de l'exercice	5.4.2	Répartition du capital	199
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	200
	5.4.4	Action spécifique	200
Succursales existantes	NA	NA	
Prises de participation significatives dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	6.2	Comptes consolidés – Note 5 (Principales variations de périmètre)	250
Aliénations de participations croisées	NA	NA	
Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
Activités en matière de recherche et de développement	1.3	Recherche, technologies, et innovation	13
	6.2	Comptes consolidés – Note 15.2 (Information sur les frais de recherche et développement)	285
Tableau faisant apparaître les résultats de la Société au cours de chacun des cinq derniers exercices	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices	392
Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	6.1.1.5	Comptes sociaux	221

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Montant des prêts interentreprises consentis et déclaration des Commissaires aux comptes	NA	NA	NA
2. Contrôle interne et gestion des risques			
Description des principaux risques et incertitudes auxquels la Société est confrontée	2.2	Facteurs de risques	41
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	82
	3.3.2	Principaux risques sociétaux	83
	3.3.3	Principaux risques sociaux	85
Indications sur les risques financiers liés aux effets du changement climatique et la présentation des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas-carbone dans toutes les composantes de son activité	2.2.2	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux	47
	3.3	Analyse des principaux enjeux et risques RSE	77
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	82
	3.5.4.1	Le changement climatique	107
Principales caractéristiques des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place, par la Société et par le Groupe, relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	2.1	Processus de gestion des risques	39
	2.3.3	Le contrôle interne propre à l'information financière	67
Indications sur les objectifs et la politique concernant la couverture de chaque catégorie principale de transactions et sur l'exposition aux risques de prix, de crédit, de liquidité et de trésorerie, ce qui inclut l'utilisation des instruments financiers	2	Facteurs de risque et contrôle	37
	6.2	Comptes consolidés – Note 17 (Instruments financiers)	289
		Note 18 (Risques liés aux instruments financiers)	302
Dispositif anti-corruption	3.8	Éthique et *compliance*	116
Plan de vigilance et compte rendu de sa mise en œuvre effective	3.9	Plan de vigilance	119
3. Rapport sur le gouvernement d'entreprise			
Informations sur les rémunérations			
Politique de rémunération des mandataires sociaux	4.4.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	161
	4.4.1.10	Politique de rémunération des mandataires sociaux	169
Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice ou attribués au titre de l'exercice à chaque mandataire social	4.4.1.6	Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social	163
	4.4.1.7	Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social	163
Proportion relative de la rémunération fixe et variable	4.4.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	161
Utilisation de la possibilité de demander la restitution d'une rémunération variable	NA	NA	NA
Engagements de toute nature pris par la Société au bénéfice de ses mandataires sociaux, correspondant à des éléments de rémunération, des indemnités ou des avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la prise, de la cessation ou du changement de leurs fonctions ou postérieurement à l'exercice de celles-ci	4.4.1.5	Contrat de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence	163
Rémunération versée ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce	NA	NA	NA
Ratios entre le niveau de rémunération de chaque dirigeant mandataire social et les rémunérations moyenne et médiane des salariés de la Société	4.4.1.9	Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations	167
Évolution annuelle de la rémunération, des performances de la Société, de la rémunération moyenne des salariés de la Société et des ratios susvisés au cours des cinq exercices les plus récents	4.4.1.9	Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations	167
Explication de la manière dont la rémunération totale respecte la politique de rémunération adoptée, y compris dont elle contribue aux performances à long terme de la Société et de la manière dont les critères de performance ont été appliqués	4.4.1.10	Politique de rémunération des mandataires sociaux	169

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Manière dont a été pris en compte le vote de la dernière Assemblée Générale Ordinaire prévu au I de l'article L. 22-10-34 du Code de commerce	4.4	Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction	161
	4.4.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	161
Écart par rapport à la procédure de mise en œuvre de la politique de rémunération et toute dérogation	NA	NA	NA
Application des dispositions du second alinéa de l'article L. 225-45 du Code de commerce (suspension du versement de la rémunération des Administrateurs encas de non-respect de la mixité du Conseil d'Administration)	NA	NA	NA
Attribution et conservation des options par les mandataires sociaux	NA	NA	NA
Attribution et conservation d'actions gratuites aux dirigeants mandataires sociaux	4.4.1.3	Rémunération incitative à long terme (Unités de Performance)	162
	4.4.3	Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance	173
Informations sur la gouvernance			
Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	4.1.1.1	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	131
	4.1.1.6	Situation de cumul des mandats des Administrateurs	149
Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	4.5.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	178
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	178
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	183
Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée Générale en matière d'augmentations de capital	4.5.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	179
Modalités d'exercice de la direction générale	4.3	Direction Générale	160
Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	130
	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	150
Application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil	4.1.1.7	Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration	149
Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	4	Gouvernance	129
	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	150
Référence à un code de gouvernement d'entreprise et application du principe "*comply or explain*"	4.6	Code de gouvernement d'entreprise	182
Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée Générale	4.2.2	Assemblée Générale du 21 avril 2022 – Composition du Conseil d'Administration	159
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	181
Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	4.5.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	178
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	178
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	183
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange	4.5.6	Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE	182

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
4. Actionnariat et capital			
Structure, évolution du capital de la Société et franchissement des seuils	5.4.2 5.4.3 5.4.4	Répartition du capital Franchissement de seuils légaux Action spécifique	199 200 200
Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	5.1.4 6.2	Rachat d'actions Comptes consolidés – Note 19 (Éléments sur capitaux propres)	187 317
État de la participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice (proportion du capital représentée)	5.4.2 3.4.5	Répartition du capital Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié	199 98
Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	NA	NA	NA
Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	4.4.6	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2021	177
Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	201
5. Déclaration de performance extra-financière (DPEF)			
Modèle d'affaires	3.2	Modèle d'affaires	75
Description des principaux risques liés à l'activité de la Société ou du Groupe, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par les relations d'affaires, les produits ou les services	3.3	Analyse des principaux enjeux et risques RSE	77
Informations sur les effets de l'activité quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale, et la manière dont la Société ou le Groupe prend en compte les conséquences sociales et environnementales de son activité (description des politiques appliquées et procédures de diligence raisonnable mises en oeuvres pour prévenir, identifier et atténuer les principaux risques liés à l'activité de la Société ou du Groupe)	3.3	Analyse des principaux enjeux et risques RSE	77
Résultats des politiques appliquées par la Société ou le Groupe, incluant des indicateurs clés de performance	3.1 3.1.2 3.1.5 3.3.1 3.3.2 3.3.3	Responsabilité Sociétale d'Entreprise Objectifs RSE 2030 Taxonomie européenne Principaux risques environnementaux Principaux risques sociétaux Principaux risques sociaux	70 70 72 82 83 85
Informations sociales (emploi, organisation du travail, santé et sécurité, relations sociales, formation, égalité de traitement)	3.4.2 3.4.3 3.4.4 3.4.5 3.4.6	Le développement des Talents Recrutement et fidélisation Diversité et inclusion Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié Dialogue social	90 93 95 98 99
Informations environnementales (politique générale en matière environnementale, pollution, économie circulaire, changement climatique)	2.2.2 2.2.5 3.5	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux Risques industriels Informations environnementales	47 54 104
Informations sociétales (engagements sociétaux en faveur du développement durable, sous-traitance et fournisseurs, loyauté des pratiques)	3.5.4.6 3.6 3.7	Les déchets Informations sociétales Achats, sous-traitance et fournisseurs	110 113 115
Informations relatives à la lutte contre la corruption	3.8	Éthique et *compliance*	116
Informations relatives aux actions en faveur des droits de l'homme	3.9.1	Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement	119

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Informations spécifiques : • politique de prévention du risque d'accident technologique menée par la Société ; • capacité de la Société à couvrir sa responsabilité civile vis-à-vis des biens et des personnes du fait de l'exploitation de telles installations ; • moyens prévus par la Société pour assurer la gestion de l'indemnisation des victimes en cas d'accident technologique engageant sa responsabilité.	2.2.5 3.3.1	Risques industriels Principaux risques environnementaux	54 82
Accords collectifs conclus dans l'entreprise et leurs impacts sur la performance économique de l'entreprise ainsi que sur les conditions de travail des salariés	3.4.8	Politique de santé-sécurité	100
Attestation de l'organisme tiers indépendant sur les informations présentes dans la DPEF	3.10	Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière	123
6. Autres informations			
Informations fiscales complémentaires	6.2	Comptes consolidés – Note 12 (Impôts)	273
Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	6.2 7.3	Comptes consolidés – Note 26 (Contentieux et enquêtes) Litiges et arbitrages	336 402

Conception et réalisation : côtécorp.

Crédits photos : ENGIE Camille MOIRENC, Jean François DEROUBAIX - Michaël BLANN - Musketeer - Westend61 - Malorny - Wendi Duan - Anucha Sirivisansuwan - Hoxton/Ryan Lees - Reinhard Krull/EyeEm



Société anonyme au capital de 2 435 285 011 euros
Siège social : 1 place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie – France
Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00
SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
TVA FR 13 542 107 651



engie.com

Certifié conforme,
le Secrétaire du Conseil d'Administration

François-Régis Mouret

DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2021

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL



1 E 5

1.1 Histoire et organisation RFA 8
1.2 Stratégie et objectifs RFA 12
1.3 Recherche, technologies, et innovation 13
1.4 Performance financière RFA 14
1.5 Performance RSE RFA 18
1.6 Présentation des activités du Groupe 20
1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 35

2 3 E E E

2.1 Processus de gestion des risques RFA 39
2.2 Facteurs de risque RFA 41
2.3 Procédures de contrôle interne RFA 66

3 o E E E E E r RFA

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 70
3.2 Modèle d'affaires 75
3.3 Analyse des principaux enjeux et risques RSE 77
3.4 Informations sociales 88
3.5 Informations environnementales 104
3.6 Informations sociétales 113
3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 115
3.8 Éthique et compliance 116
3.9 Plan de vigilance 119
3.10 Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière 123
3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 126

4 5

4.1 Organes d'administration RFA 130
4.2 Dialogue actionnarial RFA 159
4.3 Direction Générale RFA 160
4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction RFA 161
4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 178
4.6 Code de gouvernement d'entreprise 182
4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 183

5 - E E E E

5.1 Informations sur le capital RFA 186
5.2 Titres non représentatifs du capital RFA 188
5.3 Obligations vertes 189
5.4 Actionnariat RFA 199
5.5 Calendrier des communications financières 201

6 - E

6.1 Examen de la situation financière RFA 204
6.2 Comptes consolidés RFA 223
6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés RFA 341
6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2021 RFA 347
6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels RFA 393

7 - E

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 400
7.2 Contrats importants 401
7.3 Litiges et arbitrages RFA 402
7.4 Documents accessibles au public 402
7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel RFA 402
7.6 Table de conversion 403
7.7 Unités de mesure 403
7.8 Sigles et acronymes 404
7.9 Glossaire 405
7.10 Index thématique 408
7.11 Table de concordance 410

RFA Les éléments du Rapport financier Annuel sont identifiés dans le sommaire à l'aide du pictogramme

0 E E

2021

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL



AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

Le présent Document d'enregistrement universel a été déposé le 9 mars 2022 sous le numéro D22-0079 auprès de l'AMF, en sa qualité d'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement. Le Document d'enregistrement universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de titres financiers ou de l'admission de titres financiers à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note d'opération et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au Document d'enregistrement universel. L'ensemble alors formé est approuvé par l'AMF conformément au règlement (UE) 2017/1129.

Le rapport financier annuel est une reproduction de la version officielle du rapport financier annuel qui a été établie au format ESEF (*European Single Electronic Format*) et est disponible sur le site www.engie.com.

MESSAGE DU PRÉSIDENT & DE LA DIRECTRICE GÉNÉRALE

Accélérer la transition énergétique est au cœur de la stratégie d'ENGIE. En 2021, le Groupe a réaffirm sa stratégie industrielle et s'est engagé dans la transformation de son organisation. Les fondations sont posées pour une croissance durable à long-terme, alignée avec sa raison d'être. Tout est en place pour que 2022 soit une année de croissance, à l'offensive.

2021 a été marquée par une mobilisation renouvelée en faveur du climat, mais aussi par de fortes tensions sur les marchés de l'énergie. Quel bilan ENGIE en dresse-t-il ? Comment ces tendances se re ètent-elles dans la stratégie du Groupe ENGIE ?

Jean-Pierre Clamadieu – 2021 marque en effet un tournant. Les lignes bougent, avec des initiatives politiques qu'il faut saluer. Aux États-Unis, le Président Biden a pris, dès son investiture, l'initiative de réintégrer l'Accord de Paris. Lors de la COP26, pour la première fois les États ont ouvert la voie à une sortie progressive des énergies fossiles. Le cadre mis en place à Paris en 2015 est désormais complété et fonctionnel. La mobilisation des acteurs économiques, autour de coalitions volontaires, est un remarquable accélérateur.

En Europe aussi, la mobilisation est là. Le Conseil européen s'est donné pour ambition la neutralité carbone en 2050 et un objectif de réduction de 55 % des émissions en 2030 par rapport à la situation de 1990. Et la Commission européenne a produit un ensemble de propositions législatives « *Fit for 55* » destiné à assurer la réalisation de ces objectifs. C'est une transformation majeure de notre économie qui est engagée et ENGIE est déterminé à en être un acteur important.

Les orientations stratégiques arrêtées par le Conseil en juillet 2020 s'appuyant sur la raison d'être du Groupe inscrite dans nos statuts à l'Assemblée Générale de 2020 ont conduit à xer des priorités claires et à y affecter des ressources importantes. L'année 2021 a vu le Groupe, sous l'autorité de Catherine et de son équipe, réaliser des avancées majeures dans la mise en œuvre de ces orientations et nous abordons 2022 avec beaucoup d'enthousiasme et la volonté de poursuivre notre transformation.

Catherine MacGregor – Le Groupe s'est donné comme objectif d'être « Net Zéro Carbone » sur ses trois scopes d'ici 2045 en suivant une trajectoire « well below 2°C ». Toutes nos équipes sont mobilisées autour de cet objectif, avec enthousiasme, et ce, malgré une situation sanitaire qui reste diffi ile. Je veux ici, à nouveau, les en remercier.

Dans ce contexte de forte reprise et de tension offre-demande, nous avons assisté à une hausse historique des prix de l'énergie. Cette ambée des prix et son impact sur les consommateurs et nos industries nous rappellent combien le coût de la transition énergétique sera un facteur essentiel de sa réussite. Nous devons collectivement faire preuve de pragmatisme, en capitalisant le plus possible sur les infrastructures existantes tout en faisant dès maintenant des choix forts, pour permettre l'émergence de solutions décarbonées. Au-delà des renouvelables qui sont un véritable atout pour la France et qui méritent d'être développés dans les meilleures conditions avec les territoires, je pense notamment aux gaz renouvelables, qui pourront s'appuyer sur nos infrastructures gazières pour leur transport, stockage et distribution, au sein d'un mix énergétique équilibré et bas carbone.

2021 a donc été une bonne année pour ENGIE ?

Catherine MacGregor : Oui, une année de transformation et d'af rmation. En accord avec le Conseil d'Administration, nous avons recentré nos activités autour de nos quatre cœurs de métiers : les renouvelables bien sûr, les solutions énergétiques, les infrastructures et la production thermique couplée à la fourniture d'énergie. Nous avons réaf rmé l'approche industrielle du Groupe, et la priorité que nous accordons à l'excellence opérationnelle. ENGIE a ainsi réalisé en 2021 une croissance solide avec, notamment la mise en service de 3 GW supplémentaires d'actifs renouvelables et d'importants contrats remportés dans les solutions énergétiques, comme celui avec l'université de Georgetown aux États-Unis. Nous avons en n conclu plusieurs partenariats stratégiques dans le domaine des gaz renouvelables, avec CMA-CGM pour décarboner le transport maritime, ou avec Masdar aux Émirats arabes unis pour développer l'hydrogène renouvelable.

La cession d'EQUANS, nalisée par ailleurs dans de bonnes conditions, offrira aux équipes de formidables opportunités de développement.

Je déplore néanmoins nos mauvais résultats en matière de santé sécurité. Nous sommes pleinement mobilisés et renforçons notre action, partout où nous intervenons – aussi bien avec nos équipes qu'avec nos contractants.

Comment ENGIE aborde-t-il 2022 ?

Jean-Pierre Clamadieu : 2022 est une année charnière car elle verra poser le cadre réglementaire européen ouvrant la voie à une transition résiliente et abordable. Les choix qui se dessinent sont cohérents avec les priorités stratégiques dé nies par le Conseil d'Administration, qui visent à positionner le Groupe comme l'un des leaders de la transition énergétique. Nous nous renforçons dans la production d'électricité renouvelable mais aussi de chaleur et de gaz décarbonés. Je suis pour ma part convaincu du rôle essentiel que l'hydrogène vert peut jouer pour permettre cette transition énergétique ef cace et abordable en Europe et nous disposons de toutes les compétences nécessaires pour contribuer à faire émerger cette lière industrielle. Nous poursuivrons également notre croissance dans les solutions énergétiques en accompagnant la décarbonation de nos clients. Recentré sur nos grands métiers, et ayant dégagé des moyens nanciers conséquents, nous mobilisons toutes nos ressources pour atteindre les objectifs de croissance ambitieux que nous avons présentés en mai dernier.

Catherine MacGregor : En 2022, ENGIE est à l'offensive avec des priorités claires, au premier rang desquelles la santé-sécurité. Le Groupe a par ailleurs con rmé des investissements de croissance dans les renouvelables et les infrastructures de l'ordre de 15 à 16 milliards d'euros entre 2021 et 2023. Nous visons ainsi de mettre en service 4 GW de capacités



Catherine MacGregor
Directrice Générale

Jean-Pierre Clamadieu
Président du Conseil d'Administration

renouvelables additionnelles cette année. En 2022 comme en 2021, le modèle intégré d'ENGIE nous positionne pour atteindre nos ambitions de croissance. Grâce à une forte expertise en *energy management*, il permet de combiner production d'énergie renouvelable avec production d'énergie exible et activités de fourniture d'énergie et de solutions énergétiques. Accroître notre excellence opérationnelle constitue dans ce contexte un enjeu majeur. Nous pouvons compter pour cela sur des atouts solides : une approche industrielle couplée à un fort ancrage local ainsi qu'une capacité d'écoute et de co-construction avec l'ensemble de nos parties prenantes.

A l'heure où le monde connait une crise historique avec la guerre menée en Ukraine par la Russie, comment réagit le Groupe?

Jean-Pierre Clamadieu : ENGIE a vivement condamné l'invasion de l'Ukraine et nous nous sommes bien sûr engagés à nous conformer en tout point aux sanctions applicables. Nous avons exprimé notre solidarité envers les populations affectées et nos collaborateurs touchés par ces événements. Nos équipes sont mobilisées et agissent sur le terrain avec l'appui de la Fondation ENGIE. Le Groupe est solide et nous pouvons aborder cette nouvelle crise avec con ance et dans un esprit de solidarité.

Catherine MacGregor : En tant qu'acteur mondial, nous assumons nos responsabilités. ENGIE mobilise toutes ses ressources pour assurer la sécurité de ses collaborateurs touchés par le con it ainsi que la sécurité des approvisionnements de ses clients. En 2021, la part des ventes et consommations mondiales en gaz du Groupe en provenance de Russie était de l'ordre de 20%. Nous travaillons à la diversifi ation de notre portefeuille en nous appuyant sur des contrats d'approvisionnements en provenance d'autres pays comme la Norvège, l'Algérie ou les États-Unis auprès de qui nous avons récemment accrus nos importations.

Dans cet environnement très compétitif, comment continuez-vous à attirer les talents ?

Catherine MacGregor : Les talents, et les jeunes en premier lieu, sont en quête de sens et d'impact, une tendance amorcée il y a déjà quelques années, mais qui s'est accentuée avec la crise sanitaire . Ils souhaitent apporter leur contribution aux grands dé s environnementaux et sociétaux auxquels nous sommes confrontés. ENGIE est à ce titre une entreprise qui offre une opportunité unique, celle de relever collectivement le défi de la transition énergétique. Ces deux dernières années nous ont également montré différentes manières de travailler dont nous intégrons les aspects positifs, comme le fait d'apporter plus de exibilité à nos collaborateurs. Nous devons donner toute leur place aux femmes dans le management, et accroître la diversité de genre, de nationalité ou de parcours, à tous les niveaux de l'entreprise. Notre premier capital est humain : ce sont les femmes et les hommes qui y travaillent qui font ENGIE… et son succès !

Jean-Pierre Clamadieu : Nos équipes ont démontré un engagement et une mobilisation exemplaires dans le contexte éprouvant de la pandémie et alors que nous engagions une transformation très ambitieuse. Je souhaite les en remercier très chaleureusement. Un point d'attention est bien sûr la nécessité de renforcer la culture du Groupe en matière de santé-sécurité. C'est un sujet auquel le Conseil est très attentif. Au-delà je suis convaincu que nous offrons à nos équipes et à tous ceux qui souhaitent nous rejoindre l'opportunité de participer à l'aventure de la transition énergétique et climatique qui constitue le défi essentiel des prochaines décennies pour préserver notre planète.

ENGIE est un leader mondial de la transition énergétique

Notre raison d'être

Accélérer la transition vers une économie neutre en carbone

Inscrite dans les statuts du Groupe, "la raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires, et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée".

Résultats financiers 2021

57,9 Mds€
de chiffre d'affaires

6,1 Mds€
d'EBIT

2,9 Mds€
de Résultat Net Récurrent part du Groupe des activités poursuivies

4,3 Mds€
de CAPEX de croissance

Notation
"strong investment grade"

Ratio dette économique nette / EBITDA
3,6x

Proposition d'un dividende 2021 de
0,85€
par action

Objectifs RSE 2030

43 Mt
d'émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie

50 %
de femmes managers dans le Groupe

58 %[1]
de capacités de production d'électricité renouvelable

ENGIE en chiffres (2)

101 504
salariés
(+ **69 970** EQUANS)

34 GW
de capacité installée de production électrique renouvelable
(+ 3 GW en 2021)

23 GW
de capacité installée d'infrastructures énergétiques urbaines et décentralisées (3)

+ 300 000 km
de réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité

60 GW
de capacité installée de production électrique thermique

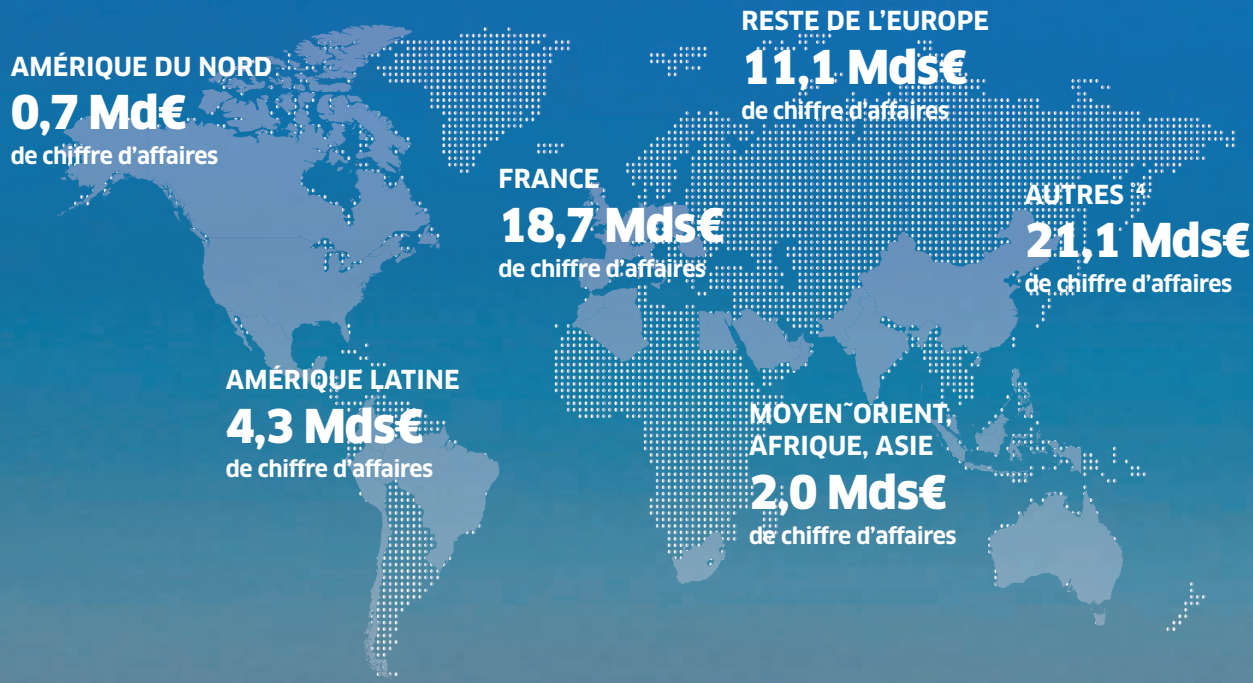
22,3 M
de contrats de fourniture d'énergie B2C

6,2 GW
de capacité installée de production électrique d'origine nucléaire

14,3 Mds€
d'obligations vertes émises depuis 2014

Nos métiers :

- **RENOUVELABLES**
- **INFRASTRUCTURES**
- ***ENERGY SOLUTIONS***
- **PRODUCTION THERMIQUE**
- **FOURNITURE D'ÉNERGIE**
- **NUCLÉAIRE**
- ***GLOBAL ENERGY MANAGEMENT SALES***
- **AUTRES**



1 - Comptabilisation à 100 % des capacités
2 - Au 31 décembre 2021
3 - À 100 %
4 - Englobant GEMS, Tractebel, GTT, Hydrogène et les activités de *holding* et Corporate

Rapport financier annuel, rapport de gestion et rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

Le présent Document d'enregistrement universel intègre :

- tous les éléments du rapport financier annuel mentionné au I de l'article L.451-1-2 du Code monétaire et financier ainsi qu'à l'article 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers (AMF) ;
- toutes les mentions obligatoires du rapport de gestion du Conseil d'Administration à l'Assemblée Générale Annuelle du 21 avril 2022 prévu à l'article L. 225-100 du Code de commerce et
- tous les éléments du rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise prévu à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

En Section 7.11 du présent Document d'enregistrement universel figure une table de concordance entre les documents mentionnés par ces textes et les rubriques correspondantes du présent document.

Incorporation par référence

En application de l'article 19 du règlement (UE) n° 2017/1129 du 14 juin 2017, le présent Document d'enregistrement universel incorpore par référence les informations suivantes auxquelles le lecteur est invité à se reporter :

- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2020 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 197 à 220, et 221 à 333 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 17 mars 2021 sous le numéro D. 21-0142 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2019 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 196 à 216 et 217 à 345 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 18 mars 2020 sous le numéro D. 20-0141.

Les informations incluses dans ces documents, autres que celles visées ci-dessus, sont, le cas échéant, remplacées ou mises à jour par les informations incluses dans le présent Document d'enregistrement universel. Ces Documents sont accessibles dans les conditions décrites à la Section 7.4 "Documents accessibles au public" du présent Document d'enregistrement universel.

Indications prospectives et données de marché

Le présent Document d'enregistrement universel contient des indications prospectives, notamment à la Section 1.1 "Histoire et organisation", à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe" et à la Section 6.1.1.1.2 "Perspectives et Guidance 2022-2024". Ces indications ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme une garantie que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints, ceux-ci étant par nature soumis à des aléas et des facteurs externes, tels que ceux présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle".

Sauf indication contraire, les données de marché figurant dans le présent Document d'enregistrement universel sont issues des estimations internes d'ENGIE sur la base des données publiquement disponibles.

Note

Dans le présent Document d'enregistrement universel, les termes "ENGIE" ou la "Société" ou "l'Émetteur" ou "l'Entreprise" désignent la société anonyme ENGIE. Le terme "Groupe" désigne ENGIE et ses filiales.

Une table de conversation, une liste des unités de mesure, des sigles et acronymes, un glossaire des termes techniques les plus utilisés, ainsi qu'un index thématique figurent aux Sections 7.6, 7.7, 7.8, 7.9 et 7.10 du présent Document d'enregistrement universel.

Des exemplaires du présent Document d'enregistrement universel sont disponibles sans frais sur le site internet de la Société (www.engie.com), sur le site internet de l'Autorité des marchés financiers (www.amf-france.org) ainsi qu'auprès d'ENGIE, 1 place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie (France).

1

E

5

1.1 Histoire et organisation 8

1.1.1 Présentation 8
1.1.2 Histoire et évolution de la société 8
1.1.3 Organisation du Groupe 9

1.2 Stratégie et objectifs 12

1.2.1 Des priorités et une feuille de route clarifiées 12
1.2.2 Un engagement effectif pour la transition énergétique 12
1.2.3 Les objectifs stratégiques déclinés par métier 12
1.2.4 Performance interne 13

1.3 Recherche, technologies, et innovation 13

1.4 Performance financière 14

1.4.1 Faits marquants 2021 14
1.4.2 Objectifs financiers pour la période 2022-2024 15
1.4.3 Chiffres clés financiers 2021 17

1.5 Performance RSE 18

1.5.1 Politique RSE 18
1.5.2 Atteinte des objectifs RSE à horizon 2030 19
1.5.3 Notations RSE 20

1.6 Présentation des activités du Groupe 20

1.6.1 GBU Renouvelables 20
1.6.2 GBU Infrastructures 22
1.6.3 GBU *Energy Solutions* 26
1.6.4 GBU Production Thermique & Fourniture d'Énergie 29
1.6.5 Nucléaire 32
1.6.6 Autres - dont *Global Energy Management & Sales* (GEMS) 33
1.6.7 Activités non poursuivies - EQUANS 34

1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 35

1.1 Histoire et organisation

1.1.1 Présentation

"La raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée".

ENGIE est un *leader* européen et mondial (1) dans les domaines de la production d'électricité bas carbone, des infrastructures énergétiques centralisées et décentralisées, et des services associés :

- **production d'énergie renouvelable** : ENGIE est le 2e opérateur hydraulique et le 1er dans l'éolien et le solaire réunis en France et 2e développeur en Europe. Il est l'un des *leaders* mondiaux (2) des contrats long-terme pour les entreprises (*corporate PPAs*) avec plus de 2,1 GW signés en 2021, le 1er producteur indépendant d'hydroélectricité au Brésil et un acteur pionnier dans l'éolien en mer flottant ;
- **infrastructures énergétiques centralisées :** le Groupe est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe, notamment par l'intermédiaire de filiales indépendantes, avec un portefeuille comprenant réseaux de transport, réseaux de distribution, stockage et terminaux GNL. Il est également un acteur important en Amérique latine, notamment au Mexique, au Brésil et au Chili, opérant des réseaux de transport de gaz et d'électricité ;
- **infrastructures énergétiques décentralisées et services à l'énergie :** ENGIE est l'opérateur de référence dans le domaine des réseaux de chaleur et de froid : le 1er opérateur mondial de réseaux de froid et 3e opérateur privé de réseaux de chaleur (en TWh). Le Groupe est un *leader* dans les services d'efficacité énergétique (contrats de performance énergétique notamment). Il a une position de *leadership* sur les nouveaux segments de l'énergie distribuée bas-carbone (utilités sur site, dont la fourniture de vapeur, de chaleur, d'air comprimé, d'hydrogène, etc.), dans le solaire photovoltaïque décentralisé pour les clients industriels et commerciaux, ainsi que dans les solutions de mobilité bas carbone (électrique, biogaz, hydrogène renouvelable) et les micro-réseaux ;
- **production d'électricité bas carbone et fourniture de gaz et électricité** : le Groupe compte parmi les principaux acteurs en Europe en matière de production électrique et est l'acteur de référence du nucléaire en Belgique. Dans le monde, ENGIE fournit du gaz et de l'électricité, avec plus de 22 millions de contrats, à des clients finaux dont près de la moitié se situe hors de France. En Europe, ENGIE est parmi les premiers vendeurs et importateurs de gaz. En France, ENGIE est le *leader* historique de la commercialisation de gaz et le deuxième producteur et fournisseur d'électricité. En Belgique, ENGIE est, par le biais de sa filiale Electrabel, le premier producteur et fournisseur d'électricité et est fournisseur de gaz naturel.

Le Groupe s'appuie sur ses expertises clés (production d'électricité renouvelable et bas carbone, infrastructures centralisées et décentralisées, solutions clients, production thermique et fourniture d'énergie, gestion de l'énergie) pour proposer à ses clients des solutions compétitives, à haute valeur ajoutée, qui leur permettent d'atteindre leurs objectifs de neutralité carbone. Grâce à ces compétences, il peut agir sur différents aspects, pour décarboner l'appareil de production d'énergie, mettre en place des infrastructures urbaines performantes, et proposer des services d'efficacité énergétique et de décarbonation associés.

EQUANS, entité opérationnelle en charge des services multi-techniques, a été créée au sein du Groupe le 1er juillet 2021 suite à la revue stratégique des actifs engagée en 2020. En novembre 2021, ENGIE est entré en négociation exclusive avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. La cession est attendue au second semestre 2022, après consultation des instances représentatives du personnel et l'autorisation des autorités compétentes. Dans la description qui suit, les activités qui seront cédées avec EQUANS sont isolées.

Le site internet du Groupe est : www.engie.com. Toutes les informations disponibles sur ce site ne font pas partie du présent Document d'enregistrement universel.

1.1.2 Histoire et évolution de la Société

La Société résulte de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France par décisions des Assemblées Générales Mixtes des actionnaires de Gaz de France et de SUEZ en date du 16 juillet 2008, laquelle fusion a pris effet le 22 juillet 2008.

Gaz de France a été créé en 1946 initialement sous la forme d'un EPIC (Établissement public à caractère industriel et commercial). La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité, du gaz et aux entreprises électriques et gazières, portant modification de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, l'a transformé en société anonyme pour une durée de 99 ans.

Le 7 juillet 2005, le capital de Gaz de France a été ouvert par voie d'introduction en bourse. La première cotation de l'action de la Société, a eu lieu le 7 juillet 2005.

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004, telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie et le décret n° 2007-1784 du 19 décembre 2007 ont autorisé le transfert de la Société du secteur public au secteur privé. Le 22 juillet 2008, Gaz de France a absorbé SUEZ par voie de fusion-absorption, ce qui a entraîné le transfert au secteur privé de la majorité du capital de la Société. La nouvelle Société a adopté la raison sociale GDF SUEZ.

SUEZ résultait de la fusion de la Compagnie de SUEZ et de la Lyonnaise des Eaux intervenue en 1997. SUEZ était devenu un groupe industriel et de services international et avait pour mission de répondre aux besoins essentiels dans l'électricité, le gaz, les services à l'énergie et à l'industrie, l'eau et la propreté.

Le contexte de dérégulation des marchés européens de l'énergie au début des années 1990 a favorisé le développement à l'international des deux sociétés Gaz de France et SUEZ, qui ont progressivement étendu leurs activités hors de leurs marchés historiques respectifs, tant en Europe qu'au grand international.

(1) Positions concurrentielles établies sur la base d'un travail d'expertise interne du Groupe, réalisé à partir des informations disponibles publiées par les acteurs ou par des organismes externes d'analyse (Bloomberg et Global Data). Elles sont établies au périmètre du Groupe au 31/12/2021

(2) Classé numéro 2 mondial en termes de volumes vendus en corporate PPA en 2021 selon le rapport Bloomberg "Energy Market Outlook" du 1er semestre 2022

GDF SUEZ a conclu le 3 février 2011 une opération de rapprochement avec International Power. En 2012, elle a confirmé sa stratégie d'acteur mondial de l'énergie en finalisant le 29 juin l'acquisition des titres détenus par les actionnaires minoritaires d'International Power.

Le 29 juillet 2015, l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires a approuvé le changement de dénomination sociale de la Société et a adopté comme nouvelle dénomination sociale "ENGIE".

Le pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company est arrivé à échéance le 22 juillet 2013 et n'a pas été renouvelé. Le contrat de coopération et de fonctions partagées et l'accord de financement entre la Société et SUEZ Environnement Company ont également pris fin. La Société est passée d'une consolidation globale à une mise en équivalence des activités de SUEZ Environnement Company dans ses comptes.

Les deux sociétés ont signé début mars 2016 un contrat prévoyant l'apport par ENGIE à SUEZ de l'intégralité du capital de la société SUEZ IP, qui est propriétaire d'un ensemble de droits de propriété intellectuelle lié notamment à la marque SUEZ. Le 5 octobre 2020, ENGIE a cédé à Veolia la majeure partie de sa participation dans SUEZ, soit 29,9% du capital.

Le 14 mai 2020, L'Assemblée Générale a approuvé l'introduction dans les statuts de la raison d'être de la Société : "*La raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée*".

Suite à la revue stratégique des actifs, conduite pendant l'année 2020, EQUANS, entité opérationnelle en charge des services multi-techniques, a été créée le 1er juillet 2021. En novembre 2021, ENGIE est entré en négociation exclusive avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. La cession est attendue au second semestre 2022, après consultation des instances représentatives du personnel et l'autorisation des autorités compétentes.

1.1.3 Organisation du Groupe

À fin 2021, ENGIE est constitué de quatre *Global Business Units* (GBU), de deux entités opérationnelles métier, ainsi que d'un ensemble de fonctions support et opérationnelles mutualisées à la maille régionale et Groupe (voir Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe"). Un dernier ensemble regroupe les activités holding et Corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe et l'activité d'Entreprises et Collectivités d'ENGIE SA. A cela s'ajoute EQUANS, activité non stratégique faisant l'objet d'un processus de cession.

L'année 2021 a été marquée par une réorganisation du Groupe, dont l'objectif est de soutenir son ambition stratégique et sa performance, en s'appuyant sur ses métiers clés. Le nouveau Comité Exécutif (Comex) a été annoncé le 14 janvier 2021 et mis en place le 1er février 2021, suivi par la mise en place des *Global Business Units*, la réorganisation du grand international au 1er juillet 2021 et la mise en place de l'organisation de la maille européenne au 1er février 2022. ENGIE s'appuie maintenant sur un modèle organisationnel plus simple à piloter, orienté sur la performance et l'industrialisation.

Le Groupe s'organise ainsi autour des composantes suivantes :

- **les quatre métiers clés du Groupe sont organisés en *Global Business Units***, responsables de leurs résultats à l'échelle mondiale et de la mise en œuvre de la stratégie dans leur segment d'activités : GBU Renouvelables, GBU *Energy Solutions*, GBU Infrastructures et GBU Production Thermique et Fourniture d'Énergie. Les activités liées au nucléaire et à la gestion de l'énergie sont organisées en entités opérationnelles dédiées (respectivement Nucléaire et *Gobal Energy Management & Sales* distinctes des GBU) ;
- **les départements fonctionnels du Groupe définissent, en appui à la Direction Générale,** un cadre stratégique en coordination avec les GBU. Ils pilotent la performance financière et extra-financière, conçoivent et déploient les politiques Groupe. Les départements fonctionnels sont organisés en quatre pôles de fonctions ;
- **les fonctions support sont organisées dans les géographies, à la maille régionale (les *Hubs* régionaux) et dans les pays.** Elles ont un rôle clé en termes de soutien à l'activité des GBU et de développement des synergies. L'ensemble des *hubs* régionaux est piloté au niveau Groupe par une entité dédiée Transformation & Géographies.

L'organisation fonctionne selon un principe matriciel entre les entités métiers et les départements fonctionnels, décliné aux différentes mailles géographiques.

1.1.3.1 Description des B B Bet des entités opérationnelles métiers

Les quatre GBU sont responsables de leurs résultats dans leur segment d'activité, à l'échelle du Groupe.

À ce titre, elles ont en charge, dans leur périmètre respectif et dans le cadre fixé par la Direction Générale(1).

- la définition de la stratégie de développement, les décisions et les arbitrages liés aux investissements ;
- la gestion des actifs industriels, l'excellence opérationnelle, la sûreté et la sécurité ;
- les processus de performance, les ressources, les compétences, ainsi que le déploiement des outils numériques.

Les activités opérationnelles dans les pays sont rattachées aux GBU correspondantes.

Les positionnements des différentes GBU sont les suivants :

- la GBU Renouvelables développe et exploite des capacités de production d'électricité à partir d'énergie solaire, éolienne terrestre et en mer, et hydroélectrique ;
- la GBU Infrastructures achemine l'énergie notamment au travers de filiales indépendantes. Pour cela elle développe et exploite des réseaux de transport et distribution de gaz, ainsi que de transport d'électricité. Elle est aussi en charge de la production de biométhane ;
- la GBU *Energy Solutions* développe des infrastructures décentralisées bas carbone (réseaux de chauffage et de refroidissement, approvisionnement en énergie décentralisée et peu carbonée, mobilité, etc.), et des services associés d'efficacité énergétique ;

(1) Dans les limites des dispositions du Code de l'énergie et des contraintes de régulation applicables à des entités relevant de la GBU Infrastructures

- la GBU Production Thermique et Fourniture d'Énergie produit et vend de l'énergie. Elle produit l'électricité à partir de centrales thermiques et fournit du gaz et de l'électricité aux particuliers. Elle développe également des capacités de production d'hydrogène.

Les entités opérationnelles métier Nucléaire et GEMS ont des responsabilités similaires aux GBU dans leurs segments d'activités respectifs. Leurs positionnements sont les suivants :

- l'entité opérationnelle métier Nucléaire est dédiée à l'exploitation des unités de production nucléaires en Belgique ainsi que des droits détenus dans des centrales françaises ;
- l'entité opérationnelle métier GEMS est en charge au niveau mondial de l'approvisionnement en énergie ainsi que de la gestion des risques et de l'optimisation des actifs sur les marchés. Elle vend de l'énergie aux entreprises, et propose des services et solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients.

Chaque GBU et entité opérationnelle métier est représentée au Comex par un Directeur Général Adjoint, qui en assure la supervision. Elles ont ainsi en charge, sous une autorité unique, le pilotage de l'ensemble de la filière métier à l'échelle globale.

1.1.3.2 Description des fonctions supports et de l'organisation géographique

Les fonctions support servent de soutien à la performance des GBU et des entités opérationnelles métier en permettant le développement de synergies entre métiers et en s'assurant de l'ancrage local. Elles sont pilotées par les départements fonctionnels du Groupe et sont organisées à la maille régionale et nationale.

Les départements fonctionnels du Groupe sont chargés, dans leurs domaines respectifs, de piloter la performance et de concevoir et déployer les politiques Groupe. Ils sont organisés en quatre pôles :

- Secrétariat Général, Stratégie, Recherche et Innovation, Communication. Les centres de services partagés du Groupe y sont rattachés ;
- Finances, Responsabilité Sociétale d'Entreprise, Achats ;
- Digital et systèmes d'information ;
- Ressources humaines.

Une animation de filière renforcée et structurée permet de garantir l'efficience opérationnelle des processus et la déclinaison des politiques définies par le Groupe.

Chacun de ces pôles est représenté au Comex par un Directeur Général Adjoint qui en assure la supervision.

À l'échelle géographique, les fonctions support sont mutualisées au sein de quatre *hubs* régionaux : Europe, Amérique du Nord, Amérique du Sud et Asie, Moyen-Orient, Afrique. L'organisation des fonctions support France reste indépendante. Les *hubs* régionaux ont pour mission de soutenir l'activité des GBU dans la région en veillant à la coordination de l'ensemble des fonctions support, et d'accompagner la transformation dans la phase de transition.

Dans les pays, les *country managers* sont responsables des fonctions support et des relations avec les parties prenantes locales.

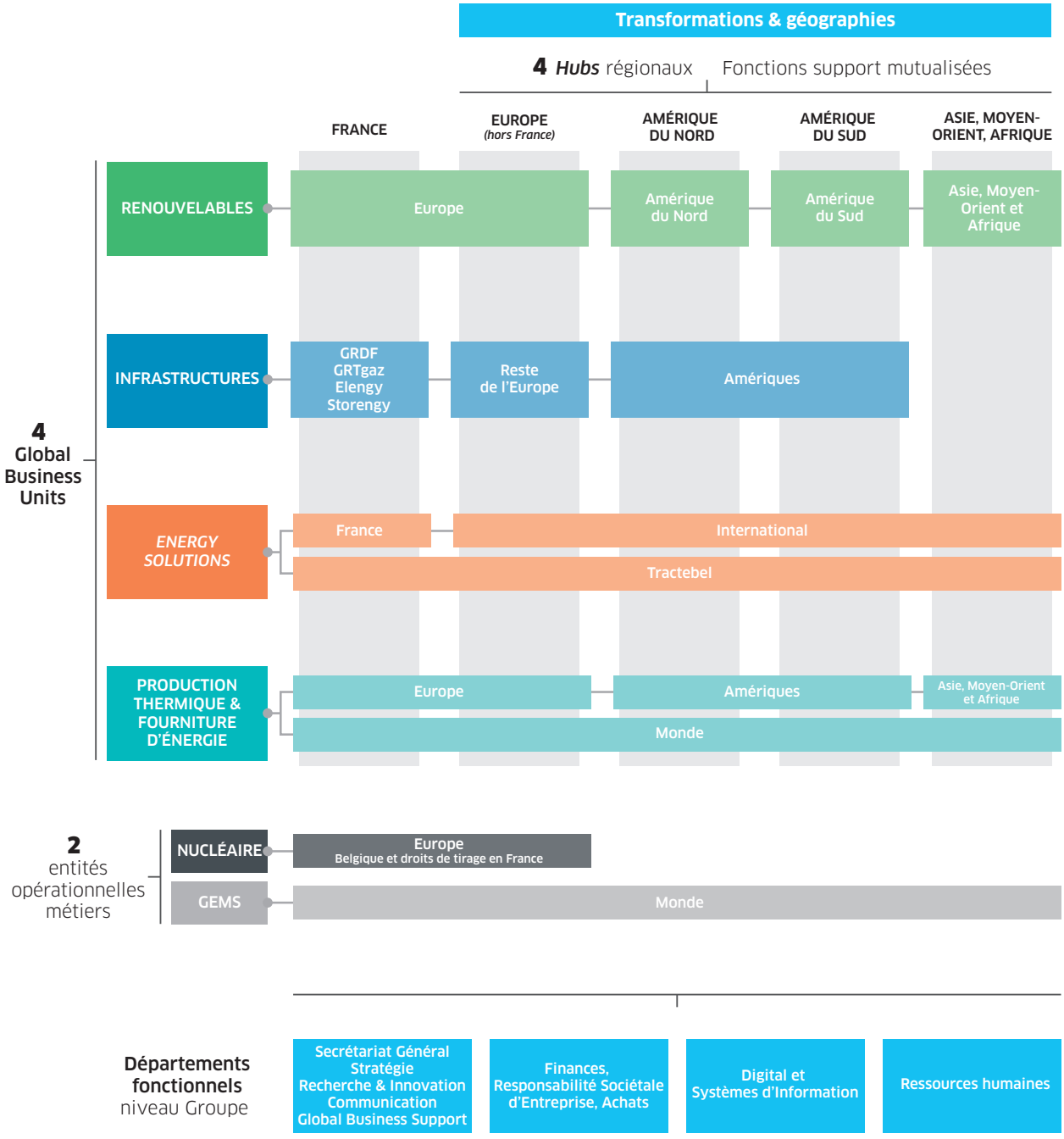
Les *hubs* régionaux sont représentés au Comex par un Directeur Général Adjoint qui en assure la supervision.

La Société exerce une activité économique propre. Le nombre de filiales contrôlées directement ou indirectement par la Société était de 2 623 à fin 2021. En complément des listes figurant en Note 3 "Principales filiales au 31 décembre 2021" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés et Note 4.4 "Filiales et participations" Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux", la liste des entreprises contrôlées est accessible sur le site internet du Groupe (www.engie.com, rubrique information réglementée).

La présentation de l'activité et des actifs économiques stratégiques des principales filiales de la Société, ainsi que de leur implantation géographique, figure à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe".

UNE ORGANISATION MATRICIELLE TOURNÉE VERS LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE

Des activités structurées autour des grands métiers



Une mutualisation renforcée des fonctions support

1.2 Stratégie et objectifs

1.2.1 Des priorités et une feuille de route clarifiées

Le recentrage stratégique a été engagé en 2020, avec une feuille de route stratégique définie en mai 2021.

ENGIE concentre désormais son développement sur les énergies renouvelables, les infrastructures décentralisées et l'efficacité énergétique.

L'ensemble des services multi-techniques a été regroupé dans une nouvelle entité, EQUANS, créée le 1er juillet 2021. En novembre 2021, ENGIE est entré en négociation exclusive avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. Le processus de désengagement d'ENDEL est en cours. L'empreinte géographique est en cours de simplification, dans l'objectif d'atteindre moins de 30 géographies en 2023. L'année 2021 a permis de concrétiser la sortie de 18 pays supplémentaires. Les moyens financiers dégagés par ces opérations de cession permettront de réaliser un programme ambitieux d'investissement pour accélérer dans les activités ciblées.

1.2.2 Un engagement effectif pour la transition énergétique

Dans la lignée de la raison d'être adoptée en 2020, le Groupe se donne pour ambition d'être un *leader* de la transition énergétique neutre en carbone, en particulier au service des entreprises et des collectivités. Porté par l'accélération de la décarbonation et la demande énergétique mondiale, ENGIE est très bien positionné pour accélérer et répondre à la demande des citoyens, des élus et des industriels pour une décarbonation d'ampleur. Les plans de relance de l'économie lancés du fait de la crise sanitaire ont été l'occasion pour de nombreux gouvernements de réaffirmer leur ambition en matière de lutte contre le changement climatique, confortant ainsi l'ambition retenue par le Groupe et lui permettant d'accélérer la mise en œuvre de sa stratégie. Il s'est par ailleurs fixé pour lui-même l'objectif d'atteindre la neutralité carbone sur les trois scopes dès 2045. La participation du Groupe à la COP26 a été l'occasion de réaffirmer son engagement pour la décarbonation de l'économie.

Fort de sa capacité à mobiliser des vecteurs énergétiques complémentaires au service de la transition, le Groupe dispose de compétences clés sur toute la chaîne de valeur, depuis la production, transport, distribution et service jusqu'au consommateur final. Ses positions fortes dans les énergies renouvelables, les infrastructures centralisées comme les infrastructures décentralisées, lui permettent de créer les synergies indispensables à la conduite de programmes de décarbonation ambitieux à destination de ses clients.

Il peut mobiliser en outre ses capacités transverses en ingénierie financière, structuration et conduite de projet, ainsi que ses plateformes digitales mondiales au bénéfice des deux leviers de la transition : un approvisionnement en énergie plus verte et un usage plus efficace et intelligent de l'énergie.

Ainsi, ENGIE a fixé son objectif de neutralité carbone à l'horizon 2045, sur les scopes 1, 2 et 3 (1). Il ambitionne de diviser par deux l'intensité carbone de l'énergie qu'il produit entre 2017 et 2030, et d'éviter l'émission de 45 millions de tonnes de CO_2 par ses clients. La sortie du charbon a été fixée pour 2025 en Europe et 2027 à l'échelle mondiale, en privilégiant la fermeture et la reconversion des centrales, et en accompagnant les acteurs dans leur plan de transition. Des budgets carbone sont assignés à chaque activité du Groupe. Les plans d'actions de performance, dont bénéficient notamment les cadres dirigeants, sont pour partie conditionnés à l'atteinte d'objectifs carbone.

Le développement des gaz renouvelables (hydrogène bas carbone, biométhane, méthane de synthèse) est indispensable à la réussite de la transition énergétique. ENGIE dispose de compétences lui permettant de développer des positions sur l'ensemble de la chaîne de valeur : production, infrastructures, écosystèmes de mobilité, achat et vente. Le Groupe vise pour 2030 la mise en service de 4 GW de capacité de production d'hydrogène et une production de 4 TWh par an de biométhane. Il pourra s'appuyer sur les synergies entre ses activités et le soutien des plans d'investissements français et européen.

1.2.3 Les objectifs stratégiques déclinés par métier

L'engagement du Groupe pour la transition énergétique se décline via des objectifs stratégiques par métier, qui mettent l'accent sur l'excellence opérationnelle et le savoir-faire industriel :

- **Renouvelables : développer des moyens de production d'énergie verte dans un système intégré ;** l'accélération des investissements dans les énergies renouvelables se concrétise par un objectif de mise en service de 4 GW en moyenne par an d'ici 2025, et 6 GW en moyenne par an entre 2026 et 2030, afin de devenir un *leader* sur le marché des renouvelables. Les investissements seront poursuivis dans l'éolien terrestre et solaire photovoltaïque. L'éolien en mer est également une priorité forte, avec une cible de 5 à 7 GW en opération ou en construction en 2025. ENGIE est un acteur majeur de production d'électricité hydraulique, notamment au Brésil, en France et désormais au Portugal. La recherche de synergies avec les activités de fourniture d'énergie B2B du Groupe est également un objectif.
- **Infrastructures : investir dans des réseaux performants, au service de mix énergétiques équilibrés et neutres en carbone ;** au niveau mondial des investissements massifs doivent être anticipés dans les réseaux de gaz et d'électricité dans les années à venir. Ils répondent à des enjeux d'accès à l'énergie dans les pays émergents et partout, d'adaptation à l'injection et l'acheminement d'énergie renouvelable pour mettre en œuvre la transition énergétique. L'exploitation performante des réseaux de gaz français par l'intermédiaire de filiales indépendantes et leur adaptation au développement du biométhane et de l'hydrogène seront une priorité. Dans le monde, le Groupe investit pour accompagner le développement de mix énergétiques équilibrés et décarbonés : ainsi, la construction de lignes de transport électrique est un axe en croissance. En complément, le développement des réseaux gaziers est soutenu là où cela permet d'agir pour la décarbonation du système énergétique.

(1) Les scopes 1, 2, et 3 recouvrent l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre, directes et indirectes, du Groupe

- **Infrastructures décentralisées et services à l'énergie : proposer des solutions intégrées de décarbonation à grande échelle s'appuyant sur des contrats long terme**. Suite à la revue stratégique de ses activités, le Groupe se concentrera sur le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (réseaux urbains de chaleur et de froid, production d'utilités sur site client, solaire décentralisé, infrastructures urbaines et mobilité bas-carbone), ainsi que sur les services associés. Un objectif de mise en service de 8 GW additionnel entre 2020 et 2025 a été fixé. ENGIE propose à ses clients des solutions intégrées répondant à leurs besoins de décarbonation, s'appuyant sur des contrats à long terme, qui apportent de la visibilité et de la résilience ainsi qu'un potentiel de croissance attractif.
- **Production Thermique et fourniture d'Énergie : développer et exploiter des activités à faible contenu carbone et accompagner la transition des systèmes électriques actuels ;** en complément des investissements dans les renouvelables, le Groupe poursuit un développement ciblé des capacités thermiques, en adéquation avec la trajectoire de réduction carbone définie. Selon les besoins spécifiques de chaque pays où le Groupe est déployé, il assure les besoins en flexibilité du système électrique et accompagne pour les pays ayant un mix avec une part importante de charbon la première étape de décarbonation. Le désengagement des capacités charbon restantes est acté pour 2027, et la décarbonation des centrales à gaz grâce au biométhane et à l'hydrogène est en développement. Devant une demande grandissante pour la fourniture d'une énergie décarbonée et de maîtrise des consommations, de nouvelles offres sont développées à destination des clients particuliers. Pour les clients professionnels, des offres en énergie verte sont également proposées, assorties de contrats long terme et d'engagement d'efficacité énergétique. Le Groupe développe également des activités complémentaires, tels que le dessalement, le stockage d'électricité (par batteries ou par pompage-turbinage) et s'intéresse à la capture-séquestration du carbone. La production de gaz verts (hydrogène et biométhane) est également une priorité.
- **Gestion de l'énergie et vente aux grands comptes industriels :** la gestion des marchés de l'énergie est l'un des atouts forts du Groupe, qui s'appuie sur des compétences financières et marchés reconnues, et intègre aujourd'hui complètement les énergies renouvelables.
- **Nucléaire :** après la confirmation par le gouvernement belge de sa volonté de sortir du nucléaire, le Groupe se mobilise pour accompagner la transition du système électrique belge dans le respect des plus hauts standards en matière de sûreté nucléaire.

1.2.4 Performance interne

L'amélioration des performances internes est un axe clé de la nouvelle feuille de route stratégique, pour soutenir durablement la croissance du Groupe.

Un nouveau plan a ainsi été établi pour la période 2021-2023 avec pour objectif 600 millions d'euros d'économie. Des cibles ont été attribuées aux GBU, fonctions support et *hubs* régionaux. Ce plan s'appuiera sur divers leviers : réorganisation des fonctions support, achats, centres de services partagés, immobilier et digital.

L'objectif de performance a notamment guidé la réorganisation du Groupe. Les fonctions support se structurent désormais autour de *hubs* régionaux (voir Section 1.1.3 Organisation du Groupe), dont les ressources sont mutualisées entre les différentes GBU, permettant ainsi de générer des économies. Un nouveau plan d'investissement dans la digitalisation et l'exploitation des données viendra également soutenir les objectifs de performance. Le programme prévoit un investissement à hauteur de 130 millions d'euros par an sur la période 2021-2023 pour des gains en efficience estimés à 200 millions d'euros par an.

Ce programme a trois objectifs principaux :

- développer des plateformes digitales différenciantes pour chaque GBU ;
- améliorer le suivi des performances opérationnelles et financières par l'exploitation des données ;
- simplifier et mutualiser les systèmes informatiques.

La réussite d'ENGIE s'appuie sur les femmes et les hommes qui composent le Groupe et qui représentent son premier levier de performance. Le Groupe doit pouvoir s'appuyer à tout moment sur les compétences adaptées à l'évolution de ses besoins. Pour cela, la fonction ressources humaines a un rôle majeur :

- anticiper et identifier les besoins des GBU et filières métiers ainsi que les tendances émergentes ; développer et adapter les compétences à nos nouvelles solutions et enjeux business ;
- renforcer la capacité du Groupe à attirer, recruter et fidéliser les talents d'aujourd'hui pour demain dans un marché de plus en plus compétitif.

1.3 Recherche, technologies, et innovation

Être un acteur majeur de la transition énergétique exige d'être à la pointe des nouvelles tendances, technologies et *business models*. Les activités de Recherche & Innovation (R&I) d'ENGIE sont au service d'une ambition : développer et intégrer des outils et des solutions innovants, susceptibles de faire la différence, afin de conserver la position de *l*eader du Groupe. L'écosystème Recherche & Innovation dans son ensemble travaille sur de nombreux sujets et projets, de l'efficacité opérationnelle à la découverte de technologies émergentes, en mettant l'accent sur le développement de projets contribuant directement à la stratégie du Groupe et à ses ambitions.

À la suite de la clarification de la stratégie et de l'organisation du Groupe au 1er semestre 2021, un travail conjoint entre les GBU nouvellement formées et les entités R&I d'ENGIE a permis de sélectionner des priorités pour la R&I cohérentes avec les objectifs stratégiques et les ambitions de croissance du Groupe. Les priorités en matière de R&I incluent notamment les systèmes d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, éolien terrestre et éolien en mer), la production et l'utilisation de gaz verts (hydrogène, biométhane) ou le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (chauffage et froid urbains, énergie solaire décentralisée, villes à faible émission de carbone et mobilité).

Une nouvelle organisation de la R&I, simplifiée et rationnalisée, a été mise en place au 1er janvier 2022, afin de conférer un avantage concurrentiel sur des sujets stratégiques. L'alignement des priorités R&I avec les objectifs stratégiques du Groupe est assuré par une gouvernance dédiée à la R&I, reposant sur un dialogue continu avec les GBU.

Dans ce cadre, six modèles d'activités complémentaires ont été définis et regroupés sous une direction unique au sein du Pôle R&I :

- **Programmes de Recherche** : pilotent les programmes de recherche avec une visée moyen-terme ;
- **Labs** (CRIGEN, Laborelec, Cylergie) : fournissent l'expertise nécessaire à la réalisation des programmes de recherche et de services support aux GBU ;
- **Incubateurs :** intègrent l'innovation dans les activités stratégiques du Groupe et incubent de nouvelles opportunités d'activités ;
- **ENGIE Ventures** : favorisent l'innovation "*outside-in*" par des investissements minoritaires dans des *start-ups* ;
- **Écosystèmes & Expertises** : anime les communautés et écosystèmes de R&I et développent les expertises R&I ;
- **Pilotage & Performance** : rythme la définition des priorités R&I et la production des services R&I pour en piloter la performance.

En 2021, les dépenses pour la Recherche et le Développement technologique du Groupe se sont élevées à 138 millions d'euros. L'évolution de ce montant par rapport aux dépenses 2020 est principalement due aux évolutions de périmètre du Groupe en 2021 (mise en équivalence de GTT, cession d'EQUANS).

Les équipes de recherche travaillent sur tous les aspects de l'identification, du test et du développement de nouvelles technologies, aidant ainsi les entités commerciales du Groupe à rester compétitives et à se différencier. Les centres et équipes de recherche peuvent également fournir l'expertise et l'assistance technique nécessaires pour les opérations clés dans les entités commerciales et les projets d'innovation (par exemple, les projets de l'*Innovation Fund* européen et du pacte vert pour l'Europe, et les appels d'offres majeurs).

Deux évènements clés peuvent être en outre mentionnés pour 2021 :

- l'ouverture, au centre de recherche CRIGEN de Stains (France), d'une "H_2 Factory", un laboratoire mettant l'ensemble de la chaîne de l'hydrogène au banc d'essai ; et
- la démonstration par Laborelec et INEOS Phenol (Belgique) de la co-combustion de l'hydrogène dans une turbine à gaz, permettant à ENGIE d'être un précurseur dans ce domaine.

1.4 Performance financière

1.4.1 Faits marquants 2021

Avancées stratégiques qui posent les fondations d'une réussite à long-terme

En 2021, ENGIE a atteint ses objectifs dans un contexte énergétique inédit, principalement en tirant parti de la force de son modèle intégré. Grâce à des niveaux de disponibilité élevés des actifs, le Groupe a pu utiliser ses capacités de production flexibles dans un marché tendu. Le bon équilibre des positions contractuelles et des activités, ainsi qu'une liquidité et un bilan solides, ont également permis de gérer de manière efficace et dynamique toutes les expositions, au bénéfice du Groupe et de ses clients.

En 2021, ENGIE a poursuivi sa croissance. Entre 2019 et 2021, le Groupe a mis en service 9 GW de capacités renouvelable et ce en dépit des tensions accrues sur les chaînes d'approvisionnement observées partout dans le monde tout au long de l'année. La capacité installée totale de Renouvelables du Groupe est désormais supérieure à 34 GW. ENGIE est en ordre de marche pour accélérer ses ajouts annuels de capacité, qui seront désormais de 4 GW en moyenne par an d'ici 2025, pour atteindre 50 GW de capacité renouvelable installée (à 100 %) à cet horizon. Pour soutenir son ambition, ENGIE peut compter sur un pipeline solide d'environ 66 GW de projets identifiés. Après une période d'incertitude liée à la pandémie, 2021 a été marquée par la reprise du développement commercial au sein de la GBU *Energy Solutions*. En décembre 2021, la Ville de Paris a choisi ENGIE et son partenaire, le groupe RATP, pour gérer son réseau de froid en renouvelant la concession pour une durée de 20 ans. Enfin, en ce qui concerne les Infrastructures à l'international, le début de l'exploitation commerciale de Gralha Azul (Brésil) et les premiers tests de mise sous tension de Novo Estado (Brésil), les deux lignes de transmission électrique construites par ENGIE, constituent des réalisations significatives pour le Groupe.

En 2021, le total des investissements s'est élevé à 8 milliards d'euros, dont 4,3 milliards dédiés aux investissements de croissance. Ces derniers sont parfaitement en ligne avec le plan stratégique présenté en mai 2021 pour atteindre l'objectif "Net Zéro Carbone" d'ici 2045. Les investissements de croissance ont été consacrés aux Renouvelables (44%), aux Infrastructures (31%) et à *Energy Solutions* (17%). De même, une part substantielle (plus de 90%) a été investie dans des développements organiques.

Le plan de performance lancé a permis à ENGIE d'atteindre son objectif 2021 d'une contribution nette à l'EBIT de 0,1 milliard d'euros. L'excellence opérationnelle et l'optimisation des fonctions support ont contribué à l'atteinte de cet objectif. Pour rappel, la contribution nette à l'EBIT entre 2021 et 2023 de ce plan de performance devrait s'élever à 0,6 milliard d'euros.

Avancées majeures dans la réalisation du plan de cession

Au cours de l'année 2021, le plan de recentrage d'ENGIE a enregistré des avancées significatives, avec 9,2 milliards d'euros de cessions engagées ou finalisées à date. Compte tenu de la forte dynamique engagée, l'impact total du plan de cession sur la dette financière nette est désormais attendu à au moins 11 milliards d'euros entre 2021 et 2023, contre une indication initiale de 9 à 10 milliards d'euros.

Le 5 novembre 2021, ENGIE est entré en négociations exclusives avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. L'offre ferme et engageante de Bouygues valorise 100% d'EQUANS à 7,1 milliards d'euros en valeur d'entreprise et devrait réduire de 6,8 milliards d'euros la dette financière nette du Groupe. Le processus de cession avance selon le calendrier prévu et sa finalisation, toujours attendue au 2nd semestre 2022, est soumise à l'obtention des autorisations des autorités réglementaires et à la levée des conditions suspensives usuelles.

Le 31 août, ENGIE a reçu une offre ferme et irrévocable du groupe ALTRAD pour ENDEL, filiale à 100% d'ENGIE et spécialiste de la maintenance industrielle et des services à l'énergie. En mai, ENGIE a finalisé la vente de 10% de GTT. Avec cette cession partielle, GTT est désormais mise en équivalence depuis le mois de juin. Enfin, ENGIE a finalisé la vente d'ENGIE EPS en juillet. Sur le plan du recentrage géographique, le Groupe est sorti, ou a signé des accords de sortie, de 18 pays en 2021. Une fois ces sorties effectives, le Groupe opérera dans 35 pays. ENGIE prévoit de ramener sa présence à moins de 30 pays d'ici 2023.

Le 22 décembre 2021, ENGIE et son partenaire SIG ont annoncé la finalisation de la cession de 11,5% du capital de GRTgaz. Cette transaction, réalisée sur la base d'un ratio de valeur d'entreprise ramenée à la base d'actifs régulés de 148%, a réduit la dette financière nette d'ENGIE de 1,1 milliard d'euros et illustre la vision commune d'ENGIE et de son partenaire sur le rôle à long terme du gaz et également des gaz renouvelables.

Point sur les actifs nucléaires en Belgique

Le gouvernement belge a proposé un nouveau projet de loi qui devrait être voté au printemps 2022. Il porte sur la disponibilité des fonds relatifs aux provisions nucléaires et propose un calendrier pour le financement des coûts de démantèlement et de gestion des déchets d'ici 2030. Si ce projet de loi est adopté, cela conduirait à un financement supplémentaire des coûts de démantèlement jusqu'en 2030, représentant environ 0,7 milliard d'euros par an entre 2022 et 2024. Electrabel a déjà reconnu et comptabilisé ses obligations relatives aux coûts de démantèlement et de gestion du combustible usé et sa situation financière solide permettra ces financements complémentaires. Ce projet de loi n'incluant pas de changement dans le montant des provisions ou leur méthode d'évaluation, il n'aurait pas d'impact sur la dette nette économique d'ENGIE. La prochaine révision triennale des provisions nucléaires relatives au démantèlement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets aura lieu au 2nd semestre 2022. Suivant le même processus que lors de la dernière révision en 2019, celle-ci tiendra compte de toute mise à jour requise des taux d'actualisation et des scénarios de référence pour l'estimation de coûts.

Progrès vers la neutralité carbone et objectifs ESG

ENGIE s'est engagé à atteindre l'objectif "Net Zéro Carbone" sur les trois scopes d'ici 2045 en suivant la trajectoire "*well below 2°C*", avec des jalons intermédiaires. Dans la droite ligne de cet objectif, ENGIE est devenu l'un des membres fondateurs de la "*First Movers Coalition*", lancée lors de la COP26. En rejoignant cette coalition, ENGIE s'engage à acheter des produits à faible teneur en carbone afin de contribuer au développement de chaînes d'approvisionnement décarbonées. ENGIE poursuit son objectif de sortie du charbon avec la finalisation en octobre de la cession de Jorge Lacerda (Brésil), complexe qui comprend une centrale à charbon de 0,7 GW. Cette transaction contribue à une transition progressive de l'économie régionale, tout en réduisant les impacts socio-économiques locaux et démontre l'importance d'une transition juste pour le Groupe. En outre, la dernière centrale à charbon d'ENGIE en Europe, située au Portugal, a été arrêtée en novembre 2021. ENGIE confirme son engagement de sortir de tous les actifs au charbon en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027, y compris s'agissant de la production d'énergie à base de charbon pour les réseaux urbains de chaleur et de froid. À fin 2021, le charbon représentait 2,9 GW au sein du portefeuille total de production centralisée de 100,3 GW d'ENGIE.

En 2021, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie ont baissé pour atteindre 67 millions de tonnes. ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, celle-ci passant de 31% à fin 2020 à 34% à fin 2021 avec la mise en service de 3 GW de capacités Renouvelables. En termes de diversité de genres, ENGIE comptait 25% de femmes cadres à fin 2021. Le Groupe met en œuvre des plans d'action pour atteindre un meilleur équilibre homme-femme d'ici 2030.

Dans le cadre du dialogue avec les actionnaires d'ENGIE, le Conseil d'Administration a décidé de les consulter lors de la prochaine Assemblée Générale annuelle sur la stratégie de transition climatique du Groupe.

Santé et sécurité

En 2021, le Groupe ENGIE et ses sous-traitants ont malheureusement déploré plusieurs accidents graves, dont 16 mortels, notamment sur des chantiers de construction. Une réponse coordonnée à l'échelle du Groupe et un plan d'action complet ont été mis en œuvre par les équipes dirigeantes d'ENGIE afin de réévaluer toutes les normes et procédures de sécurité pour l'ensemble des activités et des géographies du Groupe (sous-traitants compris), dans le but de garantir que seules celles répondant aux standards les plus élevés sont appliquées. Le groupe ENGIE est résolument engagé dans la mise en œuvre de ce plan afin que la sécurité de chaque employé, fournisseur ou sous-traitant soit à chaque instant pleinement garantie.

Politique de dividende réaffirmée et proposition d'un dividende de 0,85€ par action pour 2021

ENGIE s'attache à proposer un dividende croissant et pérenne à ses actionnaires. Le Conseil d'Administration a ainsi réaffirmé la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe, et incluant un dividende plancher de 0,65€ par action pour la période allant de 2021 à 2023. Pour 2021, le Conseil d'Administration a ainsi proposé de distribuer 66% du résultat net récurrent part du Groupe, soit un dividende de 0,85€ par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.

1.4.2 Objectifs financiers pour la période 2022-2024

Lors de la présentation de ses résultats financiers 2021, ENGIE a mis à jour ses objectifs financiers pour la période 2022-2024 (voir Section 6.1).

Les progrès réalisés dans le cadre du plan stratégique à horizon 2023 présenté l'année dernière posent les bases solides qui permettront à ENGIE d'atteindre son objectif de neutralité carbone tout en continuant à croître sur le long terme. À horizon 2024, le Groupe prévoit une croissance de ses résultats principalement portée par les investissements dans les Renouvelables et par l'amélioration des performances d'*Energy Solutions*, ainsi qu'une contribution résiliente des Infrastructures. Cette croissance devrait notamment reposer sur une amélioration significative de la productivité. Cette combinaison de facteurs porteurs devrait plus que compenser la baisse des résultats du Nucléaire en Belgique consécutive à l'arrêt des centrales d'ici 2025, et générer une croissance progressive des résultats et des dividendes (voir Section 6.1).

Compte tenu de la forte volatilité des prix des commodités en Europe, ENGIE a modifié les hypothèses de prix à terme retenues dans sa guidance. Ces hypothèses de prix concernent majoritairement la partie des volumes *merchant* non couverts de la production nucléaire en Belgique et en France, ainsi que de la production hydroélectrique en France. Les hypothèses de prix retenues pour la guidance 2022-2024 telle que présentée dans ce document sont basées sur la moyenne des prix à terme en Europe du 2nd semestre 2021.

Pour les exercices précédents, les prix retenus pour la guidance étaient les prix à terme en Europe du dernier jour de l'année civile précédente. Ainsi, entre 2022 et 2024, ENGIE prévoit :

En milliards d'euros	**Résultats 2022**	**Résultats 2023**	**Résultats 2024**
EBITDA	10,7 - 11,1	10,9 - 11,3	11,3 - 11,7
EBIT	6,1 - 6,5	6,2 - 6,6	6,4 - 6,8
Guidance RNRpg	3,1 - 3,3	3,2 - 3,4	3,3 - 3,5

ENGIE continue de viser une notation de crédit "*strong investment grade*" et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x.

ENGIE prévoit une croissance de l'EBIT sur l'ensemble de la période, principalement portée par les investissements (environ + 1 milliard d'euros) et la performance (environ + 0,7 milliard d'euros). Ces éléments positifs ne seront que partiellement compensé par les effets de périmètre (environ –0,3 milliard d'euros) et d'autres effets, tels que les volumes, les prix ou les taux de change, pour un effet global d'environ –0,7 à –1,1 milliard d'euros. Le taux de croissance annuel moyen de l'EBIT entre 2021 et 2024 devrait atteindre 5 - 6% pour ENGIE hors nucléaire et 1,5 - 3,5% pour ENGIE dans son ensemble (y compris le nucléaire).

Les principaux facteurs d'évolution de l'EBIT par activité en 2022 sont les suivants :

	Principaux facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT 2022
Renouvelables	Croissance portée par les capacités nouvellement mises en service, des prix captés plus élevés, le retournement de l'impact de la vague de froid au Texas, partiellement compensés par le retournement de l'effet positif des compensations liées à la décision "GFOM"
Infrastructures	En France, retournement de l'effet positif des températures en 2021 et baisse (lissée) de la rémunération de la BAR, partiellement compensés par la croissance en Amérique latine
Energy Solutions	Amélioration de la performance opérationnelle, partiellement compensée par la normalisation des températures
Production Thermique	Des conditions de marché toujours favorables en Europe et une contribution plus élevée attendue au Chili, compensées principalement par la sortie du charbon
Fourniture d'Énergie	Résultats sous pression en raison de la normalisation des températures et du contexte de prix élevés des commodités
Nucléaire	Prix captés plus élevés, compensés par des volumes en baisse (arrêt du premier réacteur en Belgique en octobre 2022) et une taxe nucléaire en Belgique plus élevée

1.4.3 Chiffres clés financiers 2021

En millions d'euros	2021	2020 retraité [a]	2020	2019	2018 retraité [b]	2018	2017 retraité [c]	2017
1. Chiffre d'affaires	**57 866**	**44 306**	**55 751**	**60 058**	**56 967**	**60 596**	**59 576**	**65 029**
dont réalisé hors de France	33 525	25 640	33 311	35 635	33 306	35 612	34 325	39 307
2. Résultat								
EBITDA	10 563	8 908	9 276	10 366	9 236	9 236	9 199	9 316
• Résultat opérationnel courant [d]	6 145	4 493	4 578	5 726 [e]	5 126	5 126	5 172	5 273
• Résultat net part du Groupe	3 661	(1 536)	(1 536)	984	1 033	1 033	1 320	1 423
• Résultat net récurrent part du Groupe	3 158	1 703	1 703	2 683	2 425	2 425	2 518	2 662
• Résultat net récurrent des activités poursuivies part du Groupe	2 927	1 726	1 703	2 683	2 458	2 458	2 233	2 372
3. Flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	7 312	7 589	7 589	8 178	7 873	7 873	9 335	9 309
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	9 806	8 506	8 788	9 863	8 464	8 464	8 150	8 305
Flux issus de l'investissement	(11 042)	(4 046)	(4 046)	(7 193)	(6 095)	(6 095)	(5 171)	(5 157)
Flux issus du financement	4848	(561)	(562)	212	(1 928)	(1 928)	(4 734)	(4 725)
4. Bilan								
Capitaux propres part du Groupe	**36 994**	**28 945**	**28 945**	**33 087**	**35 551**	**35 551**	**36 282**	**36 639**
Capitaux propres totaux	41 980	33 856	33 856	38 037	40 941	40 941	42 122	42 577
Endettement net	25 350	22 458	22 458	25 919	21 102	21 102	22 520	22 548
Endettement net hors dette interne/EBITDA	2,40	2,42	2,42	2,50	2,28	2,28	2,26	2,25
Total bilan	225 333	153 182	153 182	159 793	153 702	153 702	150 141	150 332
5. Données par action *(en euros)*								
• Nombre moyen d'actions en circulation [f]	2 420 201 862	2 416 820 377	2 416 820 377	2 412 518 837	2 396 308 756	2 396 308 756	2 395 732 581	2 395 732 581
• Nombre d'actions à la clôture	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
• Résultat net par action [f]	1,46	(0,71)	(0,71)	0,34	0,37	0,37	0,49	0,53
• Résultat net récurrent part du Groupe par action [f]	1,26	0,63	0,63	1,04	0,95	0,95	0,99	1,05
• Dividende distribué [g]	0,85	0,53	0,53	0	1,12	1,12	0,70	0,70
6. Effectifs moyens totaux	**174 027**	**175 873**	**175 873**	**262 139**	**249 795**	**249 795**	**238 029**	**238 216**
• Sociétés en intégration globale	171 754	173 398	173 398	170 475	158 505	158 505	151 480	151 667
• Sociétés en intégration proportionnelle	717	748	748	756	780	780	685	685
• Sociétés mises en équivalence	1 556	1 727	1 727	90 908	90 510	90 510	85 864	85 864

(a) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(b) Certaines données au 31 décembre 2018 sont retraitées selon la nouvelle présentation des instruments dérivés à caractère opérationnel (impactant le chiffre d'affaires), mais pas selon IFRS 16 en raison de la méthode de transition retenue poursuivie (voir Note 1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" du Document d'enregistrement universel 2019)

(c) Certaines données au 31 décembre 2017 sont retraitées en raison de l'application rétrospective d'IFRS 9 et 15 et du classement du GNL en activité non poursuivie (voir Note 2 Section 6 "Comptes consolidés" du Document de Référence 2018)

(d) Hors MtM des dérivés opérationnels mais y compris quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

(e) Chiffre retraité 2019 : 5 819

(f) Résultat par action calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle (voir Note 13 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés")

(g) 2021 : proposition soumise à l'AGO. En 2018, le dividende annuel de 0,75€ a été augmenté d'un dividende exceptionnel de 0,37€ par action, soit un total de 1,12 euros par action.

1.5 Performance RSE

La performance en matière de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE) constitue un élément essentiel de la performance globale du Groupe. Elle s'appuie sur des engagements et une politique RSE au niveau du Groupe (voir Section 1.5.1), complétés par des politiques sectorielles et des objectifs RSE datés et chiffrés (voir Section 1.5.2). Elle fait l'objet d'évaluations externes de la part des principales agences de notations RSE (voir Section 1.5.3).

La Déclaration de performance extra-financière (DPEF) du Groupe détaille la gouvernance de cette politique et ses résultats (voir Chapitre 3).

En novembre 2021, le Groupe a participé à la COP 26 à Glasgow au Royaume-Uni où il a pris plusieurs engagements en faveur d'un monde décarboné. ENGIE fait ainsi partie des membres fondateurs de la "*First Mover Coalition*" lancée par le Forum Économique Mondial et représentée par John Kerry, pour accélérer la décarbonation de secteurs où les émissions sont les plus difficiles à réduire comme celui de la production d'acier.

ENGIE a également signé plusieurs déclarations des Nations Unies en faveur de la fin du charbon ("*End of coal*") et du développement des énergies favorables à une énergie en temps réel bas carbone ("*24/7 Carbon Free Energy*").

ENGIE a enfin soutenu l'engagement du WBCSD et de ses pairs pour développer une production d'hydrogène industrielle et s'inscrit de fait comme un partenaire industriel de premier plan dans le cadre du récent accord bilatéral passé par la Belgique et le Chili en faveur de l'hydrogène vert.

En 2021, le Groupe a réalisé son premier exercice de calcul des taux d'éligibilité de ses activités au sens de la taxonomie européenne. Les résultats sont présentés à la Section 3.1.5.

1.5.1 Politique RSE

L'ambition du Groupe en matière de RSE est de faire de l'énergie une source de progrès et de développement pour tous. Au sein d'ENGIE, la RSE est directement intégrée à l'élaboration de la stratégie de l'entreprise par :

- le développement d'activités durables, correspondant à l'identification et à la transformation des problématiques environnementales et sociétales en opportunités pour les métiers du Groupe ;
- la gestion des risques et impacts RSE de ses projets et activités, de sa chaîne de valeur, i.e. ceux liés à l'environnement, à l'acceptabilité sociétale, à la santé-sécurité, aux ressources humaines, à l'éthique et à la gouvernance.

ENGIE a publié en 2014, sa politique RSE (remise à jour en 2020), et en 2016, s'était fixé six objectifs RSE à horizon 2020. Les travaux de prospective ENGIE 2030 et la raison d'être du Groupe publiée en février 2020 inscrite dans ses statuts par l'Assemblée Générale en mai 2020, ont permis de définir un nouvel ensemble de 19 objectifs RSE à l'horizon 2030.

Les engagements et les politiques RSE sont systématiquement validées par le Comex du Groupe et le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD). Ces engagements témoignent d'une part du respect par l'entreprise de ses obligations légales et règlementaires dans les différents domaines de la RSE. D'autre part, ils engagent ENGIE à adopter les meilleures pratiques pour anticiper et maîtriser du mieux possible les impacts de ses activités sur sa sphère d'influence et réciproquement. Les engagements et les politiques RSE visent ainsi une maximisation de la création de valeur pour l'ensemble des parties prenantes.

Tous ces objectifs s'inscrivent pleinement dans le cadre des 17 Objectifs de Développement Durable à l'horizon 2030 fixés par les Nations Unies. Ces 19 Objectifs RSE 2030 traduisent également l'accélération de la stratégie du Groupe votée en juillet 2020. Ils reflètent également les enjeux de la matrice de matérialité du Groupe remise à jour en décembre 2020 à l'issue d'un processus de consultation des parties prenantes et du management (voir Section 3.3).

Le changement climatique constitue aujourd'hui le défi environnemental majeur pour nos sociétés en général. Pour le relever, le Groupe s'est engagé dans :

- un programme de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre (GES) ;
- un plan de vigilance climatique ;
- un programme d'économie de ses consommations de ressources naturelles ; et enfin
- un programme d'adaptation de son modèle d'affaires pour le rendre résilient aux évolutions du climat tout en satisfaisant aux contraintes d'une transition juste.

ENGIE intègre ainsi un prix du carbone interne dans son processus de décisions sur les investissements majeurs relevant du Comité des Investissements Groupe. Ce dispositif est complémentaire des budgets carbone alloués aux entités afin de respecter la cible 2030 du Groupe en matière d'émissions de GES.

Par ailleurs, le Groupe prend en compte 9 critères RSE pour ses grands projets d'investissement évalués par des analyses de risques. Ces critères portent notamment sur les points suivants : l'éthique, les émissions de GES, l'impact social, les ressources humaines, la gestion environnementale des écosystèmes, la concertation avec les parties prenantes, les achats durables ainsi que la santé et la sécurité du personnel.

Enfin, une partie de plus en plus significative des investissements du Groupe est financée avec succès par des obligations vertes attestant de la reconnaissance de leur caractère durable par le marché (voir Section 5.3).

1.5.2 Atteinte des objectifs RSE à horizon 2030

En 2020, le Groupe s'est fixé 19 objectifs ambitieux à horizon 2030 pour matérialiser ses engagements RSE à cet horizon.

Inspirés par la raison d'être du Groupe, ces objectifs s'inscrivent dans une démarche d'amélioration continue pour répondre à une attente croissante de ses différentes parties prenantes attachées à la maîtrise des risques RSE et à l'alignement de la performance de l'entreprise avec des objectifs nationaux ou internationaux de développement durable.

Les résultats des huit objectifs clés, dits de rang 1, font l'objet d'une publication annuelle dans ce document.

Les résultats 2021 des indicateurs relatifs aux huit objectifs RSE 2030 de rang 1, sont présentés dans le tableau suivant avec les valeurs des deux années antérieures. Ces résultats comprennent EQUANS.

Thèmes	Indicateurs	Cibles 2030	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
CO_2 Production Énergie	Émissions de GES (scopes 1 et 3) pour la production d'énergie (en MtCO_2éq.) conformes aux engagements SBT (1)	43	67	68	75
CO_2 Ventes Gaz	Émissions de GES liées à l'usage des produits vendus (en Mt CO_2éq.) conformes aux engagements SBT (1)	52	66	62	61
Renouvelables	% d'énergie renouvelable dans le mix des capacités de production d'électricité conforme aux engagements SBT (1)	58%	34%	31%	28%
Décarbonation de nos clients	Émissions de GES des clients évitées par les offres et produits d'ENGIE (en Mt CO_2 éq.)	45	28	21	non disponible
Décarbonation de nos fournisseurs	% de fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés sur l'initiative SBT (1)	100%	20%	15%	non disponible
Santé-sécurité	Taux de fréquence total des accidents de travail avec arrêt	≤ 2,3	2,9	2,7	3,3
Mixité	% de femmes dans le *management* Groupe	≥ 50%	24,6%	24,1%	23,5%
Équité F/H	Indice d'équité femme / homme	France : 100 hors France : 100	France : 89 hors France : 82	France : 87 hors France : 80	France : 72 hors France : 72

(1) SBT (Science based Targets) est une initiative internationale visant à valider scientifiquement les programmes de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) des entreprises au regard des engagements de l'Accord de Paris

Les émissions de GES de la production d'énergie en 2021 (67 Mt CO_2 éq.) sont en légère diminution par rapport à 2020 (68 Mt CO_2 éq.). Elles se décomposent en 35,2 Mt pour les émissions des actifs contrôlés (scope 1) et 31,4 Mt pour celles des actifs mis en équivalence (scope 3). Le plein effet de la sortie des actifs charbon (Jorge Lacerda au Brésil en octobre et Pego au Portugal en novembre) se verra en 2022.

Les émissions de GES liés à l'usage des produits vendus (scope 3) s'élèvent à 66 Mt CO_2 éq., en augmentation par rapport à 2020 (62 Mt CO_2 éq) du fait de la hausse des ventes de gaz qui constituent la plus grande composante de ce poste d'émissions dont l'accroissement est lié à la reprise durable de l'activité industrielle à la suite de la pandémie.

La part des capacités renouvelables du Groupe s'établit au-dessus de 34% en amélioration par rapport à 2020 (31%) du fait de la stratégie de développement des capacités renouvelables qui ont augmenté de +3 GW en 2021. Cette progression confirme l'engagement du Groupe de développer 9 GW de capacités renouvelables additionnelles sur la période 2019-2021.

L'indicateur de l'objectif relatif à la décarbonation des clients, qui était précédemment un taux d'offres clients contribuant à leur décarbonation, a été remplacé en 2021 par un objectif d'émissions évitées chaque année grâce aux offres et produits d'ENGIE. La cible 2030 s'élève à 45 Mt CO_2 éq. évitées. Ce changement traduit une ambition renforcée en passant d'un objectif de moyens à un objectif de résultats, plus en phase avec nos exigences et les attentes du marché. Cet objectif traduit la démarche pour aider nos clients dans la lutte contre le changement climatique. Le résultat en 2021 s'élève à 28 Mt CO_2 éq. évitées, en progression par rapport à 2020 (21 Mt CO_2 éq).

Le taux de décarbonation des fournisseurs préférentiels atteint 20% en 2021 en progression par rapport à 2020. Cette amélioration résulte du plan d'actions mis en place sur 250 fournisseurs préférentiels pour les inciter à s'engager dans une démarche d'alignement ou de certification SBT. Cette base de fournisseurs préférentiels a vocation à s'élargir dans les années qui viennent.

Le taux de fréquence total des accidents de travail avec arrêt (incluant les sous-traitants sur sites avec accès contrôlé) atteint 2,9 quasi-stable par rapport à 2020 (2,7) malgré la reprise économique en 2021 qui génère statistiquement une plus grande exposition aux risques. Cette quasi-stabilité traduit donc une amélioration de l'indicateur. La prochaine sortie d'EQUANS conduit le Groupe à adopter un objectif plus ambitieux pour 2030 en passant de 2,9 à 2,3.

Le taux de femmes dans le management s'établit à 24,6%, en progression de 0,5 point par rapport à 2020 (24,1%). Cette amélioration résulte des premiers effets du programme *fifty-fifty*, dédié à la transformation culturelle du Groupe pour accueillir et retenir les talents féminins et ainsi accélérer et soutenir la promotion de la parité Femmes-Hommes.

L'index d'équité professionnelle et salariale Femmes-Hommes qui s'établit à 89 pour la France et 82 hors France, est en augmentation pour la France et hors France. Ces bons résultats traduisent une réduction des écarts salariaux à poursuivre dans le cadre du plan d'actions lié à cet objectif.

Les indicateurs sociaux (voir Section 3.4), environnementaux (voir Section 3.5) et sociétaux du Groupe (voir Section 3.6) sont en grande partie vérifiés par un organisme tiers indépendant (voir Section 3.10).

1.5.3 Notations RSE

ENGIE a vu sa performance RSE de nouveau reconnue en 2021 par l'agence de notation SAM avec la note de 81/100 inchangée par rapport à 2020. Le Groupe confirme son appartenance aux indices *Dow Jones Sustainability Index* (DJSI) *World* et Europe. ENGIE est 3e de son secteur (*Multi-Utilities and Water*) comprenant 62 entreprises, le positionnant dans la première moitié de ce secteur.

Le Groupe a été évalué A1 avec la note de 68/100 en 2021 par l'agence de notation Moody's ESG (ex VE-VigeoEiris) en progression de 3 points par rapport à 2020. Cette note classe le Groupe 7e de son secteur (*Electric Utilities*) comprenant 63 entreprises et entre dans les 2% des meilleures entreprises évaluées par Moody's ESG dans le monde. Avec cette note, le Groupe est présent dans les quatre indices liés à cette notation à savoir Euronext VigeoEiris World 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20.

En 2021, l'agence de notation Sustainalytics a évalué le risque RSE du Groupe avec une note de 28,5 (risque médium) en amélioration par rapport à 2020 où le risque oscillait autour de la frontière des risques médium et élevé (30). Cette note maintient le Groupe dans la première moitié de son secteur (*Utilities*) puisqu'il est classé 198e sur 672 entreprises.

L'agence de notation MSCI a maintenu la note A du Groupe en 2021 le référençant dans ses indices MSCI EMU ESG et Europe ESG. Le Groupe conserve sa position dans la première moitié de son secteur (*Utilities*).

L'agence de notation ECOVADIS a évalué le Groupe en 2021 avec la note de 77/100 en amélioration de 2 points par rapport à 2020. Le Groupe, classé dans le secteur "Fournisseurs d'électricité de gaz, de chaleur et de climatisation" se situe dans les 1% des meilleures entreprises notées par ECOVADIS.

Enfin comme chaque année, ENGIE répond également au questionnaire Climat du CDP (ex-*Carbon Disclosure Project*). En 2021, avec une note A-, le Groupe reste dans la liste des leaders en matière de stratégie et d'actions en faveur de la lutte contre le changement climatique. Le Groupe a par ailleurs maintenu sa performance relative à la protection de la ressource en eau avec la note A- suite à sa réponse au questionnaire CDP Eau. Enfin le Groupe a répondu pour la première fois au questionnaire CDP Forêts et a obtenu la note B- consacrant ses efforts en matière de gestion durable de la ressource bois.

En conclusion, le Groupe affiche de très bonnes notations RSE avec des performances bien supérieures aux moyennes des secteurs de notation des principales agences.

1.6 Présentation des activités du Groupe

Dans le cadre de sa nouvelle organisation mise en place depuis le 1er juillet 2021, ENGIE est composé de quatre *Global Business Units* (GBU) associées aux quatre métiers principaux du Groupe, Renouvelables, Infrastructures, *Energy Solutions*, Thermique et Fourniture d'Énergie, ainsi que de deux entités opérationnelles, Nucléaire et *Global Energy Management and Sales* (GEMS). Par ailleurs, EQUANS est qualifiée d'activité non poursuivie depuis la signature d'une promesse unilatérale d'achat avec Bouygues le 5 novembre 2021 (voir Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés – Note 5 Principales variations de périmètre").

1.6.1 GBU Renouvelables

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute (*en %*)
Chiffre d'affaires	3 661	2 971	+23,2%
EBITDA	1 700	1 576	+7,9%

1.6.1.1 Missions, organisation et stratégie

Missions

La GBU Renouvelables a pour missions de développer, construire, financer, exploiter et assurer la maintenance des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable d'ENGIE afin de verdir son mix énergétique. Elle couvre trois activités principales : la production centralisée d'énergie solaire, la production d'énergie éolienne terrestre et en mer et la production d'énergie hydroélectrique. La GBU fournit une expertise technique et financière, des services de gestion de l'énergie, et un soutien industriel et logistique pour les actifs renouvelables.

Organisation

La GBU Renouvelables est organisée autour de quatre régions opérationnelles : Europe, Amérique du Nord, Amérique du Sud et AMEA (Asie, Moyen-Orient et Afrique) ; deux départements de support opérationnel : Performance opérationnelle et Développement et projets ; et trois départements de support fonctionnel : Juridique et éthique ; Finance et stratégie ; Ressources humaines, communication et RSE. Les activités éolien en mer sont gérées au niveau mondial exclusivement par Ocean Winds, une *joint-venture* avec EDP Renováveis, et sont coordonnées par la région Europe.

La GBU déploie un programme de développement industriel solide basé sur les piliers suivants :

- devenir un *leader* sur le marché des énergies renouvelables en atteignant 50 GW de capacité installée en 2025 et 80 GW en 2030. Pour atteindre cet objectif, il faudra installer 46 GW supplémentaires sur la période 2022-2030 (dont environ 21 GW pour l'éolien terrestre, 18 GW pour le solaire photovoltaïque centralisé et 7 GW pour l'éolien en mer). La grande majorité des investissements devrait être concentrée sur les cinq marchés prioritaires de la GBU, à savoir les États-Unis, la France, le Brésil, le Chili et l'éolien en mer ;
- concentrer le développement du Groupe sur un modèle gardant les actifs sur le bilan (*develop-to-own*) dans les zones géographiques matures, dans lequel ENGIE est l'opérateur et gère le risque de développement ;
- renforcer la compétitivité en améliorant l'excellence opérationnelle par la création d'une plateforme industrielle mondiale, permettant de bénéficier d'économies d'échelle dans les domaines de l'ingénierie, l'approvisionnement et de l'opération et maintenance (O&M) ;
- se différencier à travers son expertise dans le développement de projets, la gestion de l'énergie et le suivi des opérations.

1.6.1.2 Activités en Europe

1.6.1.2.1 France

En France, ENGIE est le premier producteur d'énergie éolienne terrestre et solaire photovoltaïque centralisée, et occupe historiquement la 2e place dans l'hydroélectricité. La GBU vise à renforcer le *leadership* du Groupe dans le domaine de l'éolien terrestre et à accélérer considérablement la croissance dans le solaire photovoltaïque. Elle se positionne principalement sur les appels d'offres publics et contribuera à l'émergence des appels d'offres d'entreprise.

Le périmètre d'activités en France comprend trois filiales détenues par ENGIE, que ce soit exclusivement ou en partenariat :

- ENGIE Green (détenue à 100% par ENGIE), le *leader* français de l'énergie éolienne et solaire basé à Montpellier avec plus de 600 employés, qui exploite une capacité installée de 3 089 MW (2054 MW d'énergie éolienne terrestre et 1 035 MW d'énergie solaire) ;
- SHEM (Société Hydro-Électrique du Midi, détenue à 100% par ENGIE), basée à proximité de Toulouse : principalement de la production d'énergie hydroélectrique haute puissance (784 MW de puissance installée) dans le sud-ouest de la France ;
- CNR (Compagnie Nationale du Rhône, dans laquelle ENGIE détient une participation de 49,97%), spécialisée dans la production d'énergie hydroélectrique basée à Lyon, avec une capacité installée de 3 079 MW le long du Rhône et sa filiale CN'Air, une société spécialisée dans la production d'énergie éolienne terrestre et solaire, avec une capacité installée de 882 MW fin 2021.

Évolutions réglementaires

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), publiée en avril 2020, qui contient un calendrier d'appels d'offres et un objectif pour l'éolien en mer et le solaire photovoltaïque (en particulier au sol), doit être mise à jour en 2023.

Le cahier des charges des appels d'offres de la Commission de régulation de l'énergie prévoit de nouvelles dispositions, relatives notamment au bilan carbone et à l'appropriation sociale des actifs renouvelables.

Suivant l'application de la réforme de l'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseau pour le photovoltaïque, d'autres mesures législatives de simplification sont intervenues pour l'éolien terrestre, notamment la suppression d'un niveau de juridiction en cas de recours.

Fin 2020, la loi de finance française a prévu la possibilité d'une renégociation des mécanismes de soutien public pour les installations photovoltaïques. En octobre 2021, les réglementations de mise en œuvre ont été divulguées. L'étendue et, par conséquent, l'impact de ce changement réglementaire doivent encore être évalués, mais l'impact financier a été atténué par l'activation d'une clause de sauvegarde qui permet de réexaminer la viabilité économique des actifs concernés.

1.6.1.2.2 Reste de l'Europe

En plus de sa position de *leader* en France, le Groupe vise à accélérer ses activités dans le reste de l'Europe en développant un solide portefeuille de projets, avec des maturités différentes et dans des géographies ciblées.

Fin 2021 en Europe (hors France), le Groupe exploite 1,9 GW d'énergie hydroélectrique (principalement dans la péninsule ibérique), 2,6 GW d'éolien terrestre (principalement en Espagne, au Portugal et en Belgique), et 0,14 GW de solaire photovoltaïque.

En matière de production d'hydroélectricité, ENGIE, en partenariat avec Crédit Agricole Assurances et Mirova, jouit d'une position solide au **Portugal** avec un portefeuille d'installations hydrauliques de 1 688 MW dans le nord-est du pays. Le Groupe est également présent en **Espagne** avec un portefeuille de petites centrales hydroélectriques (pour un total de 65 MW) et en **Allemagne** où il exploite la centrale hydraulique de Pfreimd (pompage turbinage de 137 MW et au fil de l'eau de 5 MW).

Le Groupe exploite 2 630 MW d'actifs d'éolien terrestre fin 2021, principalement en **Espagne** (536 MW), au **Portugal** (489 MW, via TrustWind, une *joint-venture* à 50-50 avec Marubeni), en **Belgique** (483 MW, position de numéro un et +85 MW en 2021), en **Italie** (338 MW, +39 MW en 2021), en **Norvège** (208 MW), en **Allemagne** (196 MW), en **Pologne** (138 MW) et en **Roumanie** (98 MW).

Le Groupe possède également 138 MW d'actifs solaires photovoltaïques, principalement en **Espagne** (47 MW), aux **Pays-Bas** (41 MW), en **Italie**, en **Pologne** et en **Roumanie**.

En 2021, ENGIE et Crédit Agricole Assurances ont également acquis une participation de 97,33% d'Eolia Renovables, l'un des plus grands producteurs d'énergie renouvelable en Espagne. Il couvre, au-delà d'un portefeuille de projets en développement de 1,2 GW, la propriété et l'exploitation de 821 MW d'énergie éolienne terrestre et de 78 MW de solaire photovoltaïque.

1.6.1.2.3 Activités éolien en mer par l'intermédiaire d'Ocean Winds (OW)

Ocean Winds (OW) est une *joint-venture* à 50-50, détenue et créée en 2019 par EDP Renováveis et ENGIE, combinant les portefeuilles de projets existants et en développement des deux sociétés dans le secteur de l'éolien offshore (fixe et flottant), principalement en Europe, aux États-Unis et dans certaines régions d'Asie. Fin 2021, la joint-venture exploite 512 MW, dont Seamade (487 MW en Belgique) et WindFloat Atlantic (25 MW au Portugal). La *joint-venture* compte également 953 MW en construction (Moray East au Royaume-Uni) et de nombreux projets en développement.

En juin 2021, le Bureau polonais de la réglementation de l'énergie a accordé un contrat de différence (CfD) de 370 MW au parc éolien offshore B&C-Wind. En décembre, OW a conclu un contrat d'achat d'électricité (PPA) de 400 MW avec l'État du Massachusetts, via sa *joint-venture* à 50-50 avec Shell New Energies.

1.6.1.3 Activités en Amérique du Nord

L'Amérique du Nord est un marché prioritaire pour la croissance d'ENGIE dans le domaine des énergies renouvelables, avec une grande partie des actifs sous contrat avec des entreprises clientes par le biais de contrats d'achat d'électricité (*cPPA*). En 2021, le Groupe a signé 485 MW de *corporate PPA* aux États-Unis.

Fin 2021, le portefeuille d'exploitation d' ENGIE était composé de 3,2 GW d'éolien terrestre (2 504 MW aux États-Unis, + 643 MW en 2021 et 660 MW au Canada) et de 0,6 GW de solaire aux États-Unis, (+165 MW en 2021). La grande majorité de ce portefeuille opérationnel se situe sur trois marchés : ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*) et SPP (*Southwest Power Pool*) aux États-Unis et dans l'Ontario au Canada.

1.6.1.4 Activités en Amérique du Sud

Deux des cinq principaux marchés d'ENGIE se trouvent en Amérique du Sud (Brésil et Chili), où le Groupe détient des positions fortes avec 11,9 GW d'hydroélectricité (principalement au Brésil), 1,5 GW d'éolien terrestre et 0,4 GW d'énergie solaire photovoltaïque.

Au **Brésil**, ENGIE exploite 11,8 GW d'hydroélectricité, 1,3 GW d'éolien terrestre (y compris le projet Campo Largo qui a débuté son exploitation commerciale en 2021) et 0,3 GW de solaire photovoltaïque.

ENGIE Brasil Participações Ltda (EBP, filiale d'ENGIE à 100%) détient 68,71% du capital d'ENGIE Brasil Energia EBE (EBE), qui est responsable des activités de production centralisée et de transport d'électricité. EBP détient 40% des parts dans Energia Sustentavel do Brasil Participações S.A., qui possède la centrale hydroélectrique de Jirau (3 750 MW). ENGIE renforce sa présence dans l'État Rio Grande do Norte, où il exploite un actif de production photovoltaïque depuis 2017, avec l'acquisition dans la municipalité d'Assú d'un portefeuille de projets allant jusqu'à 750 MW.

Au **Chili**, par le biais de sa filiale détenue à 60% ENGIE Energia Chile (EECL), ENGIE compte 413 MW de capacité renouvelable, dont deux projets ayant atteint la mise en service en 2021 : le projet solaire photovoltaïque Tamaya (114 MW) et le parc éolien Calama (151 MW). En 2021, le Groupe a annoncé une sortie du charbon d'ici 2025, en parallèle d'un plan de développement de 2 GW d'énergie renouvelable dans le pays.

Au **Mexique**, le Groupe exploite 819 MW (674 MW de solaire photovoltaïque et 145 MW d'éolien terrestre), dont une capacité de 176 MW de solaire photovoltaïque qui a été mise en service fin 2021.

Au **Pérou**, par l'intermédiaire d'ENGIE Energia Peru (détenue à 61,77% par ENGIE), ENGIE exploite 255 MW de production d'énergie hydraulique et 41 MW de solaire photovoltaïque. ENGIE construit actuellement le plus grand parc éolien du pays : le projet Punta Lomitas (260 MW), reprenant le contrat de vente d'énergie de la centrale à charbon d'Ilo21 qui cessera de fonctionner (Section 1.6.4.2.2 Amériques).

Évolutions réglementaires

Concernant le marché de l'électricité du **Brésil**, le régulateur devrait poursuivre ses annonces de nouvelles initiatives en ligne avec une modernisation du fonctionnement de marché de l'électricité, pour ouvrir le marché à la concurrence et améliorer son fonctionnement et assurer les investissements nécessaires dans des capacités de production. ENGIE, *leader* sur le marché des consommateurs qui achètent sur le marché de gros, suit activement ces évolutions potentielles.

1.6.1.5 Activités en Asie, Moyen-Orient et Afrique

ENGIE exploite 2,4 GW de capacités dans la région, dont 1,1 GW d'énergie éolienne terrestre, 1,1 GW d'énergie solaire et 0,2 GW d'autres renouvelables.

En **Inde**, ENGIE détient un portefeuille de 1 GW en capacité d'énergie renouvelable, dont 806 MW en énergie solaire photovoltaïque (+200 MW en 2021) et 250 MW d'éolien terrestre (+74 MW en 2021).

ENGIE exploite également d'autres parcs éoliens terrestres situés au **Maroc** (Tarfaya, 316 MW en partenariat avec Nareva), en **Égypte** (Ras Ghareb, 263 MW, en partenariat avec Orascom), en **Australie** (Wilogoleche 119 MW et Canunda, 46 MW, en partenariat avec Mitsui/ICG), en **Afrique du Sud** (West Coast One, 91 MW) et en **Mongolie** (55 MW).

ENGIE exploite également des actifs solaires en **Afrique du Sud**, dont 200 MW de solaire concentré et 18 MW de photovoltaïque, et au **Sénégal** (Kahone, 60 MW d'énergie solaire photovoltaïque mis en service en 2021 dans le cadre du programme IFC Scaling Solar).

1.6.2 GBU Infrastructures

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	6 700	6 718	-0,3%
EBITDA	4 121	3 848	+7,1%

1.6.2.1 Missions, organisation et stratégie

La GBU Infrastructures [(1)] est en charge, notamment au travers de filiales indépendantes, du développement, de l'exploitation et de la maintenance des infrastructures gaz (réseaux de distribution et de transport, stockage et terminaux GNL) et des réseaux électriques, ainsi que de la production de biométhane, en France comme à l'international. Ces infrastructures et leur décarbonation sont un enjeu central de la transition énergétique. Le gaz naturel, relayé par le biométhane puis à plus long terme par l'hydrogène, est un vecteur clé pour permettre cette transition, en se substituant au charbon, beaucoup plus polluant, et en assurant la flexibilité et la sécurité globale des systèmes énergétiques intégrés. Quant aux réseaux électriques, ils sont indissociables du développement des énergies renouvelables qu'il faut connecter et distribuer, et des nouveaux usages tels que la mobilité électrique. Le groupe ENGIE est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe, notamment au travers de filiales indépendantes.

La stratégie poursuivie peut se résumer en quatre points :

- maximiser la valeur des actifs existants ;
- rééquilibrer le portefeuille, historiquement construit autour des infrastructures gazières en France, vers l'international et l'électricité ;
- promouvoir la production de biométhane, en France et dans un certain nombre de pays ciblés à l'international ;
- opérer la conversion des actifs à l'hydrogène.

Au-delà de cette feuille de route stratégique, les missions de la GBU Infrastructures sont aussi de :

- gérer et optimiser les compétences nécessaires ;
- assurer la performance opérationnelle et la digitalisation des actifs et processus ; et
- veiller à la sécurité et à la santé des personnes.

(1) Dans les limites des dispositions du Code de l'énergie et des contraintes de régulation applicables à des entités relevant de la GBU Infrastructures

1.6.2.2 Activités en France

1.6.2.2.1 GRDF

GRDF, filiale indépendante d'ENGIE, assure en France le développement, l'exploitation et la maintenance de réseaux de distribution, achemine le gaz au profit des consommateurs. GRDF a pour mission d'offrir un accès non-discriminatoire au réseau à tous les fournisseurs de gaz naturel ainsi qu'aux producteurs de biométhane.

GRDF développe ses activités selon les trois orientations de son projet d'entreprise : (i) viser l'excellence opérationnelle dans l'exercice de ses métiers pour être reconnu comme un professionnel engagé ; (ii) faire du gaz une énergie d'avenir en démontrant sa pertinence dans le mix énergétique et (iii) construire avec tous les métiers un modèle d'entreprise responsable, plus ouverte et collaborative.

L'activité de distribution présente des spécificités liées à son caractère de service public local. Chaque collectivité alimentée en gaz naturel confie à un distributeur agréé, par voie de concession, l'exploitation du service public de la distribution de gaz sur son territoire. Les concessions sont conclues ou renouvelées sur la base d'un modèle de contrat établi conjointement entre les Fédérations représentatives des Collectivités Concédantes (FNCCR, AFU) et GRDF. Les autorités concédantes exercent ensuite des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant de ces contrats de concession.

Depuis mi-2018, GRDF a engagé des échanges avec la FNCCR et AFU pour moderniser le modèle de contrat qui servira aux renouvellements futurs des contrats avec les autorités concédantes. La signature des nouveaux modèles nationaux des contrats devrait intervenir au 1er trimestre 2022.

Les ouvrages de distribution appartiennent aux collectivités, alors même qu'ils sont construits et financés par GRDF. GRDF concessionnaire en a l'usage exclusif. Le Code de l'énergie reconnaît des zones de desserte exclusives aux concessionnaires historiques que sont GRDF et les 22 entreprises locales de distribution (ELD). Titulaires d'un monopole de distribution, ils sont les seuls opérateurs avec lesquels les collectivités territoriales concédantes peuvent renouveler leurs concessions. La résiliation anticipée de la concession est strictement encadrée quant à ses motifs (limitativement énumérés) et quant à sa date (la moitié de la durée devant être écoulée). Elle est soumise à un préavis de deux ans et donne lieu à indemnisation du concessionnaire par l'autorité concédante.

Hors des zones de desserte exclusives de GRDF et des ELD, les communes non desservies en gaz naturel ont la possibilité de confier la distribution publique de gaz à l'opérateur agréé de leur choix après une procédure de mise en concurrence.

En 2021, le Conseil d'Administration a adopté et inscrit dans les statuts de l'entreprise sa raison d'être : "Agir pour donner au plus grand nombre le choix d'une énergie d'avenir, performante, renouvelable, sûre et abordable, au cœur de la vie des territoires". Elle repose sur le rôle important que le réseau de distribution apporte à la transition énergétique. En 2021, au-delà de l'importante dynamique d'intégration du biométhane dans les réseaux, GRDF a poursuivi le déploiement de son programme R&D pour préparer l'intégration dans le réseau des nouveaux gaz renouvelables (hydrogène par mélange, méthanation ou réseaux dédiés ; et pyro-gazéification).

Le projet de conversion du gaz bas pouvoir calorifique dit gaz "B", originaire principalement des Pays-Bas, au gaz à haut pouvoir calorifique majoritairement répandu en France s'est poursuivi avec succès en 2021 avec la conversion d'environ 50 000 clients sur les secteurs de Calais et de St Omer.

Évolutions réglementaires

Hormis ce cas particulier des délégations de service public attribuées récemment après mise en concurrence, un tarif fixé par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) rémunère l'activité de GRDF. À la suite de la décision de la CRE du 23 janvier 2020, le nouveau tarif de distribution de gaz de GRDF dit "ATRD6" est entré en vigueur le 1er juillet 2020 pour une durée de quatre ans. Il s'applique à la zone de desserte exclusive de GRDF. La structure de ce tarif s'inscrit dans la continuité du précédent.

La CRE a pris en considération l'ensemble des projets structurants que GRDF doit mener sur la période tels que la fin du projet de déploiement des compteurs communicants en 2023 et le projet Changement de gaz de conversion de gaz B en gaz H du Nord de la France. La Commission de régulation de l'énergie porte ainsi à 4,10% – réel avant impôts – le taux de rémunération de la base d'actif régulé de GRDF pour 2020-2023.

Après une légère baisse de -0,4% au 1er juillet 2020, le tarif a augmenté de 0,7% au 1er juillet 2021. Cette hausse est essentiellement due à la répercussion dans le tarif 2021 de la baisse de recettes constatée en 2020 en raison notamment d'un climat plus chaud que la normale, et, dans une moindre mesure, à des volumes en retrait du fait de la crise de la Covid 19.

Avec sa délibération du 11 mars 2021, la CRE a validé le cadre tarifaire du projet Changement de gaz pour l'ensemble de sa durée, 2021-2029. La trajectoire tarifaire de référence a été fixée pour la fin de la période ATRD6 soit 2021-2023.

1.6.2.2.2 GRTgaz

GRTgaz est une filiale indépendante d'ENGIE, qui en 2017, a acquis une participation dans le capital d'Elengy, filiale d'ENGIE, opérateur de terminaux méthaniers en France. En 2021, ENGIE a cédé 11,5% du capital de l'entreprise à la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), un consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructures et la Caisse des Dépôts. Au cours de cette opération, la participation de GRTgaz dans sa filiale Elengy a été amenée à 100% (contre 82,2% auparavant). À ce jour, GRTgaz est détenue par ENGIE, SIG et ses salariés à hauteur respectivement de 60,8%, 38,8% et 0,3% du capital.

GRTgaz assure, sur la plus grande part du territoire français, le développement, l'exploitation et la maintenance d'un réseau de transport de gaz constitué de plus de 32 000 km de canalisations enterrées et de 26 stations de compression. Cette infrastructure permet d'acheminer le gaz entre fournisseurs et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). GRTgaz assure des missions de service public pour garantir la continuité d'alimentation des consommateurs. Il commercialise des services de transport aux utilisateurs du réseau et il gère des activités de transport de gaz en Allemagne via sa filiale GRTgaz Deutschland.

L'activité de GRTgaz s'exerce dans un cadre général visant à garantir l'indépendance du gestionnaire de réseau.

L'année 2021 a été marquée par l'adoption et l'inscription dans les statuts de l'entreprise de sa raison d'être : "Ensemble, rendre possible un avenir énergétique sûr, abordable et neutre pour le climat". Elle est la résultante d'un processus qui a impliqué toutes les parties prenantes de l'entreprise. Cette raison d'être prolonge les missions de service public de GRTgaz. Elle renforce sa légitimité en tant qu'opérateur d'infrastructures au service d'un système énergétique hybride et décarboné, et oriente ses champs d'innovation et de diversification dans le domaine de la transition énergétique.

L'entreprise a ainsi pour ambition de poursuivre son engagement résolu dans la transition énergétique en favorisant le développement, l'injection dans les réseaux et les usages des gaz renouvelables et bas carbone (biométhane et hydrogène), tout en continuant à opérer de façon sécurisée et optimisée une infrastructure gazière permettant une meilleure intégration des marchés européens du gaz. GRTgaz s'engage sur des premiers projets concrets d'infrastructure tels que MosaHYc, premier projet de réseau transfrontalier par conversion d'ouvrage gaz long de 100 km et rassemblant un ensemble de producteurs et de consommateurs d'hydrogène en France, Allemagne et Luxembourg. Le Groupe vise 170 km de réseau de transport en 2025 et 700 km en 2030 (Section 1.6.4.4 "Activités Hydrogène").

En juin 2021, GRTgaz achève la construction et met en service un gazoduc pour alimenter la centrale au gaz de Landivisiau. Enfin, toujours en 2021, la plateforme FenHYx, une des premières plateformes de R&D en Europe dédiées à l'impact de l'hydrogène sur les infrastructures gazières, débute ses activités d'essais techniques au sein de RICE, le centre de R&D de GRTgaz.

Évolutions réglementaires

Le Code de l'énergie prévoit que la construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel soient soumises à une autorisation nominative et incessible délivrée par l'autorité administrative. Par délibération du 20 janvier 2020, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a défini la méthodologie et fixé les tarifs d'utilisation des réseaux de transport en France dit "ATRT7" applicables pour 2020-2023.

Dans ce cadre et en application de la méthodologie et des hypothèses d'inflation retenues, l'évolution du tarif de transport de gaz applicable au 1er avril 2021 (ATRT7) s'établit à -1,2% sur le réseau principal et -1,6% sur le réseau régional (délibération de la CRE du 1er avril 2021). Cette délibération ne modifie pas celle du 1er avril 2020 qui avait fixé à 4,25% – réel avant impôts – le taux de rémunération de la base d'actif régulé de GRTgaz pour 2020-2023.

Avec ce tarif, la CRE maintient les moyens accordés à GRTgaz pour répondre aux enjeux de la transition énergétique dans le cadre du précédent tarif (ATRT6), tout en requérant un haut niveau de performance de l'opérateur.

1.6.2.2.3 Elengy

Les terminaux méthaniers sont des installations portuaires permettant la réception ainsi que la regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL). Depuis 2012, Elengy a développé des services complémentaires comme le rechargement de méthaniers, le transbordement entre navires ou le chargement de citernes routières de GNL.

Elengy est l'un des principaux opérateurs européens de terminaux méthaniers et exploite trois terminaux méthaniers en France. Au 31 décembre 2021, les installations exploitées par Elengy ont une capacité de regazéification totale de 20 milliards de m^3 (Gm^3) de gaz par an.

En 2017, GRTgaz, filiale indépendante d'ENGIE, a acquis Elengy. En 2020, Elengy a acquis les parts de TotalEnergies dans leur filiale commune Fosmax LNG. Elengy est dorénavant propriétaire à 100% de ses trois terminaux.

Installation : Le terminal de Fos Tonkin, mis en service en 1972, est situé sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie. Son appontement peut accueillir des navires transportant jusqu'à 75 000 m^3 de GNL et son réservoir a une capacité totale de 80 000 m^3. Sa capacité commerciale est réduite à 1,5 Gm^3/an depuis le 1er janvier 2021.

Le terminal de Montoir-de-Bretagne, mis en service en 1980, est situé sur la côte atlantique et reçoit du GNL provenant de sources variées. Il dispose d'une capacité de regazéification de 10 Gm^3 de gaz par an, de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 m^3 de GNL. Ces capacités sont complétées par deux appontements pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 260 000 m^3 de GNL (Qmax) et permettant une activité importante de transbordements.

Le terminal de Fos Cavaou, mis en service commercial en 2010 a une capacité de regazéification de 8,5 Gm^3 de gaz par an. Il dispose d'un appontement pouvant accueillir les navires de taille Qmax et de trois réservoirs d'une capacité totale de 330 000 m^3 de GNL. Les premières opérations de chargement de micro-méthaniers ont débuté en décembre 2021.

Une décision d'investissement a été prise en 2021 pour augmenter la capacité de chargement de citernes sur le terminal de Montoir, et une décision similaire est en cours d'instruction pour Fos Cavaou.

Évolutions réglementaires

Les terminaux méthaniers sont accessibles à tous les fournisseurs de GNL. Les tarifs d'accès à la regazéification sont régulés. Ceux en cours ont été fixés par la délibération de la CRE du 6 janvier 2021 et s'appliquent depuis le 1er avril 2021. La Commission de régulation de l'énergie a redéfini le taux de rémunération de la base d'actif d'Elengy pour 2021-2024 en recalant le taux de base avant majorations GNL spécifiques sur celui applicable au transport depuis 2020 (tarif ATRT7).

Les services de transbordement et de chargement de micro-méthaniers et de citernes GNL sont non régulés.

1.6.2.2.4 Storengy

Avec Storengy, le Groupe est *leader* du stockage souterrain de gaz naturel en Europe, doté d'une capacité nette de stockage de 12,2 milliards de m^3.

Stockage de gaz et conversion aux gaz renouvelables

En **France,** Storengy SA exploite 14 installations de stockage souterrain. Neuf stockages en nappe aquifère (pour un volume utile total de 9 milliards de m^3), quatre stockages en cavités salines (1 milliard de m^3) et un stockage en gisement déplété (80 millions de m^3). Trois de ces sites sont en exploitation réduite selon des modalités réglementaires précises (880 millions de m^3).

En **Allemagne,** Storengy Deutschland GmbH, filiale à 100% de Storengy, détient et exploite six stockages (1,7 milliard de m^3 ; trois sites salins et trois sites déplétés), et opère un septième stockage pour compte de tiers

Au **Royaume-Uni,** Storengy UK Ltd, filiale à 100% de Storengy, exploite le stockage en cavités salines de Stublach (400 millions de m^3). Avec ses 20 cavités, ce stockage est le plus grand en activité au Royaume-Uni.

En Europe, Storengy prépare également la conversion des actifs de stockage aux gaz renouvelables (biométhane, méthane de synthèse, hydrogène) afin de valoriser le stockage de gaz dans un marché décarboné. À ce titre, Storengy développe les projets HyPSTER (1 MW d'électrolyse et 3t – jusqu'à 44t – de stockage H_2 à horizon 2025) sur son site d'Etrez et HyGreen (Phase 1: 1 MW; Phase 2: 350 MW et 2000t de stockage H_2 à horizon 2027) sur son site de Manosque. D'autres projets sont à l'étude sur les sites anglais et allemands de Storengy (Section 1.6.4.4 "Activités Hydrogène").

Production et stockage de gaz renouvelables

Storengy se positionne aujourd'hui comme un acteur incontournable de la production de biométhane par méthanisation en France à travers sa filiale ENGIE BIOZ (17 unités en exploitation – 385 GWh/an, 13 sites en construction). Le développement de cette activité se fait en accord avec les nouvelles dispositions tarifaires pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel, l'évolution des dispositifs de garanties d'origine du biométhane ainsi que la mise en place du système de certificats de production de biogaz.

Au Royaume-Uni, Storengy a également lancé la construction de son premier projet de méthanisation (55 GWh/an) qui sera opérationnel courant 2022. D'autres projets sont actuellement à l'étude dans d'autres pays d'Europe.

Storengy se positionne également sur la production de méthane de synthèse via la méthanation au travers de projets pilotes en cours de développement (Hycaunais, Méthycentre) mais également de projets commerciaux (Pau Lescar, dans le cadre d'un groupement mené par SUEZ).

En plus des projets de production d'hydrogène par électrolyse autour de ses sites de stockage, Storengy s'engage enfin dans le développement du marché de la production d'H_2 naturel afin de développer un approvisionnement en H_2 bas carbone et compétitif. Ce gaz est généré en permanence dans les profondeurs de la Terre et pourrait être exploité au travers de forages. Storengy va lancer en 2022 une campagne de mesure d'émissions d'H_2 naturel utilisant la technologie propriétaire d'ENGIE afin d'identifier des zones à haut potentiel pour le développement de ce marché.

Production de chaleur, de froid et d'électricité par géothermie

En partenariat avec d'autres entités du Groupe, Storengy développe plusieurs projets de réseaux de chaleur et de froid à l'échelle des villes et des territoires en France. En particulier, le projet Plaine Garonne Énergie, avec ENGIE Solutions, vise à concevoir, construire et exploiter un nouveau réseau de chaleur au cœur de Bordeaux avec délégation de service public pour une durée de 30 ans. Ce projet a été mis en service fin 2021 et permettra d'éviter à l'avenir l'émission de 19 000 tonnes de CO_2 chaque année.

Enfin, Storengy s'efforce à développer de nouvelles capacités de production électrique à partir de géothermie haute température en France métropolitaine mais également en Guadeloupe et dans d'autres îles de la zone Caraïbes.

Évolutions règlementaires

En juin 2021, la Commission européenne a annoncé, sa décision de compatibilité du dispositif régulé d'accès au stockage avec les règles européennes relatives aux aides d'État. Cette décision clôture l'enquête formelle de 18 mois menée par la direction générale de la concurrence (DG Comp) de la Commission européenne. En France, l'ordonnance Hydrogène de février 2021 autorisant l'utilisation des concessions stockage gaz existantes pour le développement des stockages Hydrogène conforte l'orientation prise par Storengy.

1.6.2.3 Activités en Amérique

ENGIE est devenu l'un des acteurs majeurs dans le secteur des infrastructures énergétiques en Amérique latine.

Au **Chili**, ENGIE détient une participation de 59,99% dans ENGIE Energía Chile (EECL). Cette société opère 2 407 km de lignes de transport et 24 sous-stations, avec 30 km supplémentaires de lignes de transport et 10 sous-stations en construction. EECL détient également 50% de Transmisora Electrica del Norte (TEN). Cette société exploite 1 204 km de lignes de transport et 4 sous-stations, qui interconnectent les réseaux électriques du nord et du centre du Chili. En 2021, EECL a remporté l'appel d'offres pour la construction de la sous-station de 220/110/23 kV de La Ligua, avec des CAPEX de référence de 20,5 millions de dollars US. Dans le secteur gazier, ENGIE détient une participation de 63% dans GNL Mejillones, un terminal de regazéification de GNL d'une capacité de 5,5 Mm^3/jour situé dans le nord du Chili, et de 100% dans les sociétés ENGIE Gas Chile et ENGIE Stream Solutions Chile, qui assurent la commercialisation du gaz naturel par des conduites de distribution et du GNL par camions. En outre, sa filiale EECL détient 100% de Gasoducto NorAndino, un pipeline d'environ 1 000 kilomètres entre l'Argentine et le Chili.

Au **Mexique**, ENGIE exploite huit sociétés de distribution locales fournissant du gaz naturel à près de 630 000 clients via un réseau de 13 880 km et trois sociétés de transport de gaz exploitant environ 1 300 km de pipelines. En août 2020, une extension du gazoduc Mayakan a été achevée. Ce gazoduc interconnecte notre réseau Mayakan au réseau national de pipelines (*National Pipeline System*). Il s'agit de la première des deux phases de développement qui permettront de doubler la capacité du gazoduc Mayakan à fournir de l'énergie propre aux foyers et industries de la péninsule du Yucatan.

En **Argentine**, ENGIE détient une participation de 64,2% dans Litoral Gas, une entreprise de distribution de gaz comptant plus de 740 000 clients et exploitant 13 350 km de réseaux. En outre, elle détient une participation de 46,7% dans Energy Consulting Services (ECS), une société de vente en électricité et en gaz et de conseil en énergie.

Au **Pérou,** ENGIE détient une participation de 62% dans ENGIE Energia Péru, à travers laquelle, il opère plus de 900 km de lignes de transport d'électricité.

En **Colombie**, ENGIE a ouvert un nouveau bureau de développement en 2019.

Au **Brésil**, ENGIE a fait son entrée dans le secteur du transport d'électricité en décembre 2017. ENGIE Brazil Energia (EBE) a remporté une vente aux enchères pour le projet Gralha Azul, comportant 1 000 km de lignes de transport électrique et cinq sous-stations électriques dans l'État de Paraná dans le sud du pays. En janvier 2020, ENGIE a acquis les projets Novo Estado auprès de Sterlite, concessionnaire chargé de la construction, de l'exploitation et de l'entretien de 1 800 kilomètres de lignes de transmission dans les États de Pará et de Tocantins, y compris la construction d'une nouvelle sous-station et la modernisation de trois sous-stations existantes dans les deux États. Le projet Gralha Azul sera presque entièrement opérationnel d'ici mars 2022, et le projet Novo Estado d'ici décembre 2022. Concernant ce dernier, la chute d'un pylône le 16 juillet 2021 a entraîné le décès de sept employés du sous-traitant Sigdo Koppers Ingeniería y Construcción (SKIC). Un groupe de travail a été constitué immédiatement pour enquêter sur les causes de ce terrible accident et proposer les mesures nécessaires pour éviter que cela ne se reproduise. Un plan d'action a été mis en place afin de renforcer les normes de sécurité, d'assurance qualité et de contrôle qualité d'ENGIE.

Dans le domaine des infrastructures de pipelines de gaz naturel, ENGIE a conclu l'acquisition de 100% des actifs de TAG en 2020. Cette acquisition s'est faite via le consortium constitué du groupe ENGIE à hauteur de 65% (par l'intermédiaire de GDFI) et de la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ) pour les 35% restants. TAG est une des principales sociétés de transport de gaz naturel sur le marché régulé au Brésil avec un réseau de gazoducs d'environ 4 500 km, soit 47% de l'ensemble des infrastructures gazières du pays. TAG compte 11 installations de compression de gaz, 12 points de réception de gaz (dont deux terminaux méthaniers) et 90 points de livraison de gaz. TAG transporte du gaz naturel vers 10 distributeurs de gaz (LDC), raffineries, usines d'engrais et centrales électriques. En 2021, TAG a signé son premier contrat avec un acteur privé (groupe UNIGEL), afin de répondre aux besoins de deux usines d'engrais situées dans les États de Bahia et de Sergipe, pour un volume total de 2,3 millions de mètres cubes par jour. La société a également commencé à recenser les agents intéressés par un accès à son infrastructure afin de planifier ses futurs investissements. Les principaux projets en cours de développement sont la connexion du terminal méthanier de Sergioe, un point de réception à Suape (État de Pernambuco), un nouveau point de livraison à Itagibá (État de Bahia) et une nouvelle station de compression dans le pipeline de Gasene.

Aux **États-Unis**, ENGIE continue à gérer l'actif GNL restant de la société, Neptune, situé au large des côtes de Boston, Massachusetts. Neptune demande à prolonger pour encore trois ans la suspension de sa licence d'exploitation, qui doit expirer en juin 2022. La suspension profite à ENGIE de deux façons : premièrement, elle réduit les charges d'exploitation car certaines activités ne sont pas nécessaires pendant la suspension ; deuxièmement, elle retarde les éventuels coûts de mise hors service qui pourraient être encourus autrement.

Au **Canada**, ENGIE détient une participation de 40% dans Intragaz, une société qui possède et exploite deux sites de stockage souterrain de gaz naturel dans des réservoirs épuisés de la région du Québec, avec une capacité totale de 157 millions de mètres cubes. Une expansion est en cours de développement en vue d'augmenter le taux de retrait de 25%, Le tarif actuel expire en 2023 et sa révision est en cours, avec une décision attendue pour fin 2022.

Évolutions réglementaires

Au **Chili**, la Commission nationale de l'énergie a publié en 2021 son rapport technique sur la procédure d'examen quadriennal des tarifs pour le transport régulé couvrant la période 2020-2023. Les résultats sont sous réserve de révision par un panel d'experts défini par la réglementation chilienne, dont la décision a été publiée le 12 janvier 2022. L'analyse de conformité juridique du décret qui établira les nouveaux tarifs sera effectuée par le Contrôleur Général de la République au cours du premier semestre 2022.

Au **Brésil**, après plusieurs années de discussions, une nouvelle loi sur le gaz a été approuvée par le Congrès brésilien et signée par le président Bolsonaro. Cette loi a pour objectif de créer les conditions nécessaires à l'ouverture du marché du gaz, après des années de monopole de la société pétrolière nationale, le géant Petrobras. Les principales difficultés résident dans la publication de certains décrets qui encadreront la loi et l'harmonisation de la législation entre les différents États et le gouvernement fédéral. Dans la chaîne du gaz, les activités en amont et intermédiaires sont régulées par une agence fédérale (ANP), tandis que les activités en aval relèvent d'un monopole d'État régulé par des agences locales.

1.6.2.4 Activités en Europe et dans le reste du monde

ENGIE est présent dans le domaine des infrastructures gazières en **Roumanie** via Distrigaz Sud Retele, filiale à 99,99% d'ENGIE Romania, elle-même détenue à 50.99% par le groupe ENGIE. Distrigaz Sud Retele est le principal distributeur de gaz naturel du pays. Il couvre la moitié sud de la Roumanie et exploite un réseau de distribution de 21 104 km fin 2021, servant près de deux millions de points de livraison.

Le Groupe est aussi actif dans le stockage de gaz naturel en Roumanie à travers sa filiale Depomures, détenue à 59%. Elle exploite un stockage de 3 TWh, soit 10% de la capacité de stockage de gaz naturel du pays.

En **Allemagne**, ENGIE détient une participation de 31,575% dans GASAG, la société de distribution de gaz de Berlin. Elle couvre également, via ses filiales, la région du Brandebourg. GASAG est active dans la commercialisation d'énergie et les services énergétiques. Cette participation fait l'objet d'une mise en équivalence dans les comptes d'ENGIE.

En dehors d'Europe, le Groupe conserve une veille sur de potentiels projets dans des infrastructures gazières dans des géographies où cela permettrait d'améliorer la trajectoire de décarbonation.

Évolutions réglementaires

En **Roumanie**, les nouveaux amendements apportés à la loi sur l'énergie en 2020 imposent aux distributeurs de gaz de raccorder gratuitement les ménages qui en font la demande. Ils imposent également d'étendre les réseaux de gaz dans toutes les localités de la région où ils détiennent une concession. Les coûts afférents sont reconnus dans les tarifs de distribution. Ces mesures conduisent à une très forte augmentation des demandes de raccordements.

1.6.3 GBU *Energy Solutions*

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	9 940	8 840	+12,4%
EBITDA	799	738	+8,3%

1.6.3.1 Missions, organisation et stratégie

Suite à la création d'EQUANS et à la cession des activités multi-techniques, la GBU *Energy Solutions* a été constituée avec l'objectif d'accélérer le développement autour des infrastructures d'énergies décentralisées et des services d'efficacité énergétique.

Les infrastructures d'énergie décentralisées regroupent :

- les réseaux de chaud et de froid ;
- la production d'énergie via des utilités bas-carbone sur site (biomasse, solaire thermique, géothermie, récupération de chaleur fatale) ;
- le solaire photovoltaïque décentralisé ;
- la mobilité bas-carbone (infrastructures de recharge électrique, stations biogaz, production et distribution d'hydrogène renouvelable (Section 1.6.4.4 "Activités Hydrogène") ;
- les offres globales de décarbonation des villes & l'éclairage public bas-carbone.

Concernant l'efficacité énergétique, les principaux services proposés sont :

- la gestion des énergies et le pilotage des installations avec un objectif de verdissement des approvisionnements (*green PPA*, autoconsommation, biométhane) ;
- l'exploitation efficace et la maintenance des systèmes de production et de distribution des installations de chaud et de froid dans les bâtiments ;
- la contractualisation et le pilotage de Contrats de Performance Énergétique (CPE) ;
- les Solutions intégrées de *facility management*.

La tête de GBU, au-delà d'être composée des fonctions permettant d'assurer un pilotage du périmètre global (Finance, Ressources Humaines, Juridique, Stratégie, RSE, Digital, Performance et HSE), contribue directement à l'atteinte des objectifs de développement définis.

Ainsi, une plateforme métier est mise en œuvre pour chaque activité exercée en lien avec les infrastructures d'énergie décentralisées. Son rôle est d'apporter un support de manière transverse aux différentes géographies en charge de leur développement en :

- les accompagnant par des actions de formation, de partage d'outils et de meilleures pratiques ;
- leur apportant expertises et compétences sur les projets en complément de leurs propres ressources.

En complément, ENGIE Impact est une entité spécialisée dans le conseil en décarbonation pour le compte de grand acteurs économiques, notamment les villes et territoires et les groupes industriels ou tertiaires. Elle les aide, dans le cadre de leurs ambitions en termes de décarbonation de leur activité, à définir une stratégie, les moyens nécessaires à sa mise en œuvre et les outils permettant d'en suivre l'exécution. De par ce positionnement au cœur des enjeux de ces acteurs, ENGIE Impact, tout comme Tractebel, peut faire émerger des opportunités pour les activités portées par la GBU *Energy Solutions*, mais aussi pour le reste du Groupe.

1.6.3.2 Activités en France

L'activité en France est portée sous la marque commerciale ENGIE Solutions, dédiée aux services *BtoB*. Elle s'adresse à l'ensemble des segments Villes, Industries et Entreprises tertiaires.

ENGIE Solutions, *leader* en France et en Outre-mer des infrastructures décentralisées d'énergie bas carbone et des services énergétiques associés, avec une base de 16 000 clients, les accompagne autour des trois objectifs suivants :

- la réduction de leur consommation d'énergie en améliorant notamment l'efficacité des bâtiments et de leurs installations thermiques ;
- un recours accru aux énergies renouvelables, notamment celles disponibles et produites localement ;
- une amélioration globale des cadres de vie et de travail par une plus grande intégration dans leur environnement tout en renforçant leur sécurité, confort et résilience.

Les 15 000 collaborateurs sont répartis sur l'ensemble du territoire français.

Stimulée par le plan de relance, l'activité 2021 a été marquée par la signature de nombreux contrats avec des acteurs tant publics que privés, dont :

- un Contrat de Performance Énergétique avec le ministère des Armées dans le cadre de la rénovation du camp de Mourmelon. Celui-ci intègre la construction et l'exploitation, pour une durée de 20 ans, d'une chaufferie associant biomasse et gaz naturel liquéfié ;
- un contrat avec Michelin quant à l'optimisation de la performance énergétique du site de Cataroux (Clermont-Ferrand). Au-delà de la gestion des actifs existants, celui-ci prévoit la construction et l'exploitation de nouvelles installations, ainsi que la récupération de chaleur jusqu'ici fatale. Celle-ci permettra de couvrir les besoins de chaud du site, ainsi que ceux de 4 000 logements via son intégration dans le réseau de chaud de la Métropole (détenu et opéré par ENGIE). Au global, les économies attendues sont une diminution de 50% de la consommation de gaz et la non-émission de 7 000 tonnes de CO_2 ;
- un contrat, d'une durée de 15 ans, avec INGREDIA pour la construction et l'exploitation d'une nouvelle chaudière biomasse. Ceci participera, par le recours à une énergie locale et renouvelable, au verdissement des activités de transformation et de valorisation du lait dans les Hauts-de-France ;
- un Contrat de Performance Énergétique, d'une durée de 8 ans, a été conclu avec le Groupement Hospitalier Territorial de Vendée ("GHT 85").

En parallèle, le déploiement de réseaux de chaleur et de froid auprès de collectivités de tailles différentes s'est poursuivi :

- la Ville de Paris a retenu le groupe ENGIE et son partenaire, le groupe RATP, pour gérer son réseau de froid. À partir du 5 avril 2022, la société Fraîcheur de Paris, codétenue par les groupes ENGIE (85%) et RATP (15%), deviendra l'opérateur du réseau de froid urbain de la Ville de Paris. La concession, d'une durée de 20 ans, couvrira la production, le stockage, le transport et la distribution d'énergie frigorifique de la ville. Avec un chiffre d'affaires prévisionnel de 2,4 milliards d'euros sur toute la durée du contrat, le réseau sera étendu de 158 km d'ici 2042 pour desservir de nouveaux clients dans l'ensemble des arrondissements de Paris. Ce développement ambitieux qui s'inscrit dans la démarche de décarbonation et d'adaptation au changement climatique de la Ville de Paris, offrant une alternative durable et compétitive aux solutions de climatisation traditionnelles ;
- ENGIE assurera la construction puis l'exploitation d'un nouveau réseau de chaleur à Châlons-en-Champagne jusqu'en 2041. Ce nouveau réseau permettra aux usagers qui le souhaitent, de souscrire à une offre d'énergie 100% décarbonée et locale. Alimenté à plus de 70% par la valorisation énergétique des déchets ménagers châlonnais, il fournira 10 000 équivalents logements, ainsi que l'usine Luzeal (jusqu'ici utilisatrice d'énergie fossile), en chaleur issue d'énergie renouvelable.

L'activité de distribution électrique qu'exerce ENGIE en Outre-mer a été marquée en novembre 2021 par le renouvellement de la concession de Nouméa, pour une durée de 15 ans, représentant un chiffre d'affaires de 1,5 milliard d'euros.

En matière de mobilité, ENGIE et CERTAS Energy France ont conclu un partenariat d'investissement pour construire et exploiter un réseau de super-chargeurs de véhicules électriques dans les stations-service autoroutières CERTAS (exploitées sous la marque ESSO) en France. ENGIE accompagne ainsi dans sa transition énergétique un acteur clé du réseau autoroutier, exploitant 460 stations. ENGIE est aussi un des premiers acteurs en France du développement des écosystèmes territoriaux de l'hydrogène pour les usages de la mobilité et de l'industrie.

Dans le cadre d'un plus grand recours aux énergies renouvelables par ses clients, ENGIE Solutions a étoffé ses offres d'électricité verte à leur intention. En bénéficiant du portefeuille d'actifs de production locale d'ENGIE, à l'exemple des barrages hydrauliques pyrénéens opérés par la SHEM (filiale d'ENGIE), des offres plus adaptées à des entreprises et collectivités locales leur sont proposées. Elles viennent compléter celles de *corporate PPA*.

En 2021, la GBU a également poursuivi ses efforts en matière de performance opérationnelle. Ainsi, le déploiement de Predity s'est achevé. Predity est une plateforme digitale de pilotage de la performance énergétique connectée pour une performance augmentée. L'équipe d'experts s'appuie sur des données remontées en temps réel 24h/24, 7j/7, par 25 000 capteurs connectés. Ces données sont consolidées dans un système d'information sécurisé afin de cibler, consulter et suivre l'intégralité des installations en toute simplicité.

1.6.3.3 Tractebel

Tractebel est reconnu comme une société d'ingénierie de premier plan dans les domaines de l'énergie, de l'eau et des infrastructures urbaines. Elle accompagne ses clients, publics et privés, dans leur transition vers la neutralité carbone.

Tractebel, avec 5 000 collaborateurs, est active dans 30 pays principalement.

Dans le secteur de l'énergie, Tractebel met son expertise et ses compétences au service de clients internes et externes au groupe ENGIE. Celles-ci couvrent les étapes de la conception, la planification, le développement et la supervision de la construction de projets. En 2021, Tractebel est notamment intervenu sur des projets :

- de nouvelles centrales électriques en Belgique pour ENGIE ;
- de champs éoliens en Afrique et en Asie comme Gulf of Suez (Egypte) pour ENGIE, Ras Ghareb (Egypte) et Hong Phong 4 (Vietnam) pour des tiers ;
- de photovoltaïques flottants, comme Cirata (Indonésie), ou terrestre ;
- de production d'hydrogène offshore et onshore comme Rhyno (Afrique de Sud), HyNetherlands (Pays-Bas) et Yuri (Australie).

Tractebel est également en charge de la conception, de la gestion et du pilotage de la construction d'un projet de renforcement d'un des corridors Nord-Sud du réseau électrique allemand.

Tractebel continue de faire bénéficier de grands opérateurs de son expertise et ses compétences acquises dans le domaine de l'énergie nucléaire. Tractebel déploie ainsi ses services auprès d'acteurs comme EDF en France, ESKOM en Afrique du Sud et NEK en Slovénie, en complément d'ENGIE en Belgique. Tractebel participe par ailleurs au développement du projet de construction d'ANGRA 3 au Brésil, ainsi que de nouveaux réacteurs sur les sites d'Hinkley Point et de Sizewell (Angleterre). Elle participe aussi à des projets d'envergure dans le domaine des réacteurs de recherche (PALLAS), sur les infrastructures de défense et de gestion de déchets nucléaires, ainsi que dans le domaine des petits réacteurs nucléaires modulaires (SMR).

Dans le secteur de l'eau, Tractebel intervient sur des barrages et projets hydroélectriques de toute taille, des systèmes d'irrigation, d'alimentation, d'assainissement et de distribution d'eau, ainsi que des infrastructures maritimes ou fluviales et de protection de côtes en lien avec le changement climatique. Tractebel réalise les études pour la Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) de Snowy 2.0 (Australie) et l'augmentation de capacité de Coo (Belgique). Elle intervient également sur des projets d'assainissement comme le projet Uharakhand (Inde).

Dans le secteur des infrastructures urbaines, Tractebel contribue à l'ingénierie de bâtiments, d'infrastructures de transport terrestre, et de villes, avec pour ambition d'accélérer le développement d'offres intégrées, visant à décarboner quartiers et territoires.

À l'aide du BIM et d'outils de modélisation et de simulation, Tractebel participe à différents projets d'infrastructures de transport collectif et de mobilité en Belgique, Allemagne, Inde, Chili et pour le projet du Grand Paris Express (France). Les équipes sont leader dans la conception de bâtiments à basse consommation d'énergie en Belgique et ont remporté cette année un Award au MIPIM ("Marché International des Professionnels de l'Immobilier") pour la conception de l'Hôpital de Liège (Belgique). Enfin, les équipes interviennent comme experts afin de développer la stratégie bas-carbone de Springfield City Group et de Monash University (Australie).

1.6.3.4 Activités à l'international

1.6.3.4.1 Europe (hors France)

Italie

ENGIE fournit, avec sa position de *leader* sur le marché, des solutions d'efficacité énergétique et des solutions d'utilités sur site aux entreprises et clients publics. Elle est l'un des principaux acteurs de l'éclairage public, avec plus de 550 000 points d'éclairage sous gestion, et a également continué à renforcer sa position dans les réseaux de chaud et de froid dans le nord de l'Italie en 2021, avec l'acquisition du réseau de chaleur de la ville de Verzuolo dans le Piémont. Ce réseau entièrement alimenté par de la biomasse issue de déchets industriels, dessert plus de 50 bâtiments publics et privés.

Allemagne

ENGIE est un acteur important du marché des utilités sur site au travers de contrats long-terme avec ses clients industriels ou tertiaires. Il participe activement à la conception, à l'exploitation et à la maintenance de solutions d'efficacité énergétique et détient des expertises spécifiques, notamment en réfrigération. Enfin, la GBU détient depuis plusieurs décennies des participations dans plusieurs *Stadtwerke* – i.e. des entreprises locales de production et de distribution d'énergie – faisant d'ENGIE en Allemagne un acteur ancré dans les territoires.

En particulier, Energie SaarLorLux, une co-entreprise avec la ville de Saarbrücken, met en œuvre la sortie progressive du charbon à Sarrebruck en remplaçant les anciennes centrales à charbon par une nouvelle centrale de cogénération de chaleur et d'électricité au gaz qui sera mise en service en 2022.

Enfin, ENGIE et GASAG ont remporté un contrat d'envergure pour la fourniture d'une infrastructure énergétique décentralisée, des solutions de mobilité, de digitalisation et des services aux résidents dans le cadre du nouveau quartier intelligent bas carbone "Das Neue Gartenfeld" à Berlin, qui accueillera 10 000 habitants d'ici 2029.

Espagne

ENGIE est active dans les services de conception et de maintenance, dans la fourniture de solutions d'efficacité énergétique et dans les utilités sur site. Il est un acteur important des villes via plusieurs réseaux de chaleur et de froid urbains, notamment à Barcelone.

Portugal

ENGIE distribue le chauffage et la climatisation à la ville de Lisbonne par l'intermédiaire de sa filiale Climaespaço, et fournit des services d'exploitation et de maintenance et des solutions d'efficacité énergétique.

Slovaquie et Pologne

ENGIE est un acteur majeur des réseaux de chaleur urbains. Il fournit également des services de conception, d'exploitation et de maintenance dans ces deux pays, ainsi qu'en Roumanie.

1.6.3.4.2 États-Unis

États-Unis

ENGIE intervient dans les solutions d'efficacité énergétique, en particulier pour le secteur public – gouvernements locaux, écoles, hôpitaux – et développe depuis plusieurs années des partenariats majeurs notamment pour les universités. En avril 2021, ENGIE et l'université de Georgetown ont annoncé un partenariat sur 50 ans confiant à ENGIE la gestion des infrastructures énergétiques et techniques. ENGIE est également active dans les solutions de solaire décentralisé ainsi que dans les cogénérations industrielles au travers de contrat long terme.

Brésil

ENGIE intervient dans le développement et la mise en œuvre de solutions intégrées axées sur la réduction des coûts et l'amélioration des infrastructures pour les entreprises et les villes. Ses principales activités sont l'efficacité énergétique, la gestion de l'énergie, ainsi que l'éclairage public.

1.6.3.4.3 Asie, Moyen-Orient et Afrique

Pays du Golfe

- ENGIE détient une participation de 40% dans la société Tabreed (National Central Cooling Company PJSC), *leader* dans les pays du Conseil de Coopération du Golfe (CCG) des réseaux urbains de froid. L'entreprise distribue l'équivalent d'un million de tonnes de froid. Tabreed a connu plusieurs succès commerciaux depuis 2020 avec l'acquisition des réseaux de froid de Downtown à Dubaï et les centrales froid de Masdar (Émirats Arabes Unis).

La GBU propose également des services d'exploitation et de maintenance énergétique à des industriels et grands clients tertiaires dans la région.

Asie du Sud-Est

La GBU dispose de solides capacités dans la maintenance technique, l'efficacité énergétique et les systèmes urbains de refroidissement pour fournir des offres clés en main à faible émission de carbone. ENGIE a conclu en 2021 un partenariat avec LOGOS pour accélérer le développement et le financement de solutions et de production d'énergie renouvelable pour le portefeuille d'actifs et de clients de LOGOS, avec un focus particulier sur le solaire PV à Singapour et en Australie. La GBU a également signé en 2021 un partenariat avec Jurong Town Corporation (JTC) pour construire et opérer un système intégré du réseau de froid urbain du quartier digital de Punggol à Singapour, permettant à ENGIE de poursuivre son travail en faveur de l'efficacité énergétique dans la région.

1.6.4 GBU Production Thermique & Fourniture d'Énergie

1.6.4.1 Missions, organisation et stratégie

La GBU Production Thermique & Fourniture d'Énergie regroupe les activités de :

- Production thermique (production d'électricité à partir de gaz et de charbon et biomasse, stockage d'énergie par pompage-turbinage et batterie, dessalement d'eau de mer) ;
- Fourniture d'énergie *BtoC* (ventes d'électricité et de gaz, services énergétiques, accès à l'énergie) ;
- Production d'hydrogène renouvelable à grande échelle. La GBU est également responsable de la coordination de l'ensemble des activités hydrogène au sein du Groupe.

Ces trois activités partagent le même défi – mais aussi la même opportunité – lié à la réduction des émissions de CO_2.

La GBU contribue au développement du Groupe et à la préparation de l'avenir en générant près du tiers de l'EBITDA. Elle apporte une expertise industrielle et un savoir-faire dans le digital. En plus d'équilibrer l'exposition financière du Groupe, les activités de la GBU Thermique et Fourniture d'Énergie permettent de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'énergie) et de flexibilité aval (effacement de la consommation des clients *BtoC*). Elles apportent également des solutions pour décarboner l'industrie avec l'hydrogène renouvelable. Le rôle de la GBU est donc clé dans la transition énergétique.

1.6.4.2 Activités Thermique

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	4 089	3 281	+24,6%
EBITDA	1 628	1 708	-4,7%

1.6.4.2.1 Europe

Le marché en Europe accélère sa transition vers une production d'énergie moins intensive en carbone. Le marché de l'énergie européen, orienté par des évolutions réglementaires européennes et nationales, se caractérise par un programme de fermeture important des sources de production au charbon, couplé d'une sortie du nucléaire en Allemagne et en Belgique. Les centrales au gaz naturel ont un rôle clé à jouer aujourd'hui en offrant la flexibilité nécessaire sur les marchés de l'énergie, à côté de solutions naissantes telles que les batteries. Différents mécanismes de rémunérations en faveur des producteurs d'électricité (mécanisme de réserve de capacité, réserve stratégique etc.) se mettent en place à l'initiative des gouvernements (Belgique, Italie, France, Royaume-Uni). Ces mécanismes permettent aux capacités existantes de rester opérationnelles.

En Europe, ENGIE gère un portefeuille d'actifs de production thermique d'une puissance installée de 19,4 GW dans sept pays européens (France, Belgique, Pays-Bas, Italie, Royaume-Uni, Portugal, et Espagne), qui comprend ses propres centrales et des actifs décentralisés chez des clients. La répartition de la puissance installée par technologie est la suivante : gaz (14,6 GW), stockage d'énergie par pompage - turbinage (3,3 GW), biomasse et autres (1,5 GW). Dans le cadre du recentrage géographique du Groupe, ENGIE a vendu ses activités thermiques en Grèce.

En complément, en Europe, ENGIE offre à de gros sites industriels des solutions en matière de fourniture d'énergie, d'exploitation et/ou de maintenance. Elle s'appuie sur la proximité avec ses clients et ses références solides pour les aider à relever les défis de la transition énergétique.

Évolutions réglementaires

Suite à la promulgation du *Green Deal* Européen, la Commission européenne a proposé d'accélérer la réduction d'émission de CO_2 d'ici 2030. Différents pays européens ont engagé la sortie de la production d'électricité à partir du charbon. Ces tendances marquées incitent à accélérer l'étude des solutions de décarbonation de leurs actifs, tandis que des mécanismes de rémunération des capacités électriques voient également le jour pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

1.6.4.2.2 Amériques

En Amérique du Nord, ENGIE possède et exploite la centrale électrique à cycle combiné au gaz naturel de West Windsor de 128 MW, située en Ontario, au Canada. West Windsor est entièrement sous contrat avec l'Ontario Independent Electricity System Operator. En outre, ENGIE détient une participation de 35% dans EcoElectrica, une centrale électrique à cycle combiné au gaz naturel de 548 MW située à Porto Rico et qui comprend un réservoir de stockage de GNL de 160 000 mètres cubes et des installations de déchargement. EcoElectrica dessert l'île dans le cadre d'un accord à long terme avec PREPA - Puerto Rico Electric Power Authority.

ENGIE Brasil Energia (EBE), filiale du Groupe, exploite une centrale à charbon de 361,2 MW à Pampa Sul. La centrale à charbon de Jorge Lacerda de 773 MW a été vendue en octobre 2021.

Au **Pérou**, ENGIE, via ENGIE Energía Perú, exploite ChilcaUno et ChilcaDos, deux centrales électriques à cycle combiné alimentées au gaz naturel situées à proximité de la capitale Lima, ainsi que les centrales électriques à cycle ouvert Peaky et Nodo Energetico (gaz naturel/diesel), toutes deux situées dans la ville d'Ilo, au sud du Pérou. Au total, ces centrales représentent 20 73 MW. ENGIE exploite également la centrale au charbon d'Ilo21, qui sera démantelée en 2022 dans le cadre de la stratégie de décarbonation d'ENGIE au Pérou.

Au **Chili**, ENGIE, via ENGIE Energía Chile, dispose d'une large infrastructure thermique dans le nord du Chili. Le Groupe exploite à Tocopilla deux centrales au charbon de 268 MW, qui seront retirées du service courant 2022, et un cycle combiné au gaz naturel de 399 MW. En complément, il possède à Mejillones un cycle combiné au gaz naturel de 246 MW, deux centrales au charbon de 340 MW qui seront retirées du service en 2024, une centrale au charbon de 350 MW, qui sera convertie au gaz naturel en 2025 et deux centrales à lit fluidisé au charbon qui seront converties à la biomasse en 2025. Outre ces actifs de génération, un gazoduc de 1 091 km est exploité pour fournir le gaz au cycle combiné et importer du gaz argentin lorsque celui-ci est disponible. Enfin 55 MW de turbines à gaz et moteurs diesels font partie du parc de génération d´EECL. Deux ports historiquement conçus pour importer le charbon des centrales thermiques présentent une opportunité de reconversion pour une activité d'importation ou d'exportation (minerais de cuivre par exemple).

Au **Mexique**, ENGIE Mexico exploite deux centrales de cogénération à gaz représentant une capacité combinée de près de 300 MW.

1.6.4.2.3 Afrique, Moyen-Orient et Asie

À Singapour, ENGIE détient une participation de 30% dans Senoko Energy, qui exploite un portefeuille d'actifs de production d'énergie d'une capacité combinée de 2 592 MW. Senoko est présent sur le marché de la vente de détail d'électricité aux segments B2B et B2C, ce dernier étant ouvert depuis le 1er mai 2019.

Dans les pays du CCG, ENGIE intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs. ENGIE vend l'électricité et l'eau produites dans le cadre de contrats publics d'achat d'électricité et d'eau à long terme. ENGIE est un des premiers développeurs et opérateurs privés d'électricité et d'eau dans la région. Les capacités de production électriques totales de 31 GW desservent plus de 40 millions de personnes. Les installations de dessalement en exploitation ou en construction produisent près de 7 millions de m^3 d'eau/jour. En 2021, ENGIE a gagné le contrat de Jubail 3B en Arabie saoudite avec une capacité de 110 000 m^3 d'eau/jour.

Au Pakistan, ENGIE détient à 100% deux centrales au gaz à cycle combiné (CGCC) pour une capacité totale de 932 MW. L'électricité produite est vendue dans le cadre de contrats d'achat d'électricité à long terme aux entreprises de distribution.

En Turquie, ENGIE détenait une participation majoritaire dans la CGCC de Baymina, avec une capacité de production totale de 763 MW. La centrale a été cédée en 2021.

En Afrique, ENGIE détient une participation minoritaire en Afrique du Sud dans deux centrales diesel à cycle ouvert pour une capacité totale de 1 005 MW et une participation minoritaire au Maroc dans la centrale à charbon de Safi avec une capacité de production totale de 1 386 MW.

En Australie, ENGIE détient plusieurs participations majoritaires de centrales au gaz pour une capacité totale de 1 000 MW.

1.6.4.3 Activités Fourniture d'Énergie

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	13 237	10 792	+22,7%
EBITDA	445	433	+2,6%

L'activité de Fourniture d'Énergie se concentre sur la France, la Belgique, l'Italie, la Roumanie et l'Australie. ENGIE s'adresse à la fois aux clients particuliers et aux petits clients professionnels. L'activité repose sur la fourniture de contrats d'énergie (gaz et électricité) et la vente de services de décarbonation.

Sur tous les marchés où ENGIE opère, l'ambition est d'être un leader de la fourniture d'énergie et des solutions de transition énergétique.

Pour cela, les priorités sont de commercialiser :

- **des contrats d'énergie verte** avec des solutions digitales de pilotage des consommations par le budget ou par le confort ;
- **des services de confort vert** : installation, maintenance et surveillance d'équipements thermiques performants (pompes à chaleur, chaudières très haute performance, ballons d'eau chaude, chaudières à bois) ;
- **des services de mobilité propre** : installation de bornes de recharge, solutions de recharge, location de véhicules électriques, etc. ;
- **des services de décentralisation énergétique** (équipements des toitures solaires, gestion des batteries fixes ou embarquées et modulation de la puissance électrique appelée) ;
- **des services d'équilibrage et de capacités aux acteurs du système électrique** par l'intermédiaire de centrales virtuelles qui agrègent les flexibilités des clients résidentiels.

En 2021, ENGIE comptait 19 millions de contrats énergie et 2,9 millions de contrats services. En France, ENGIE reste *leader* de la vente de gaz et 1er *challenger* en électricité. En Belgique, le Groupe est numéro un en gaz comme en électricité et en Roumanie *leader* sur la fourniture de gaz. Sur le marché des services de décarbonation, le Groupe déploie de nombreuses solutions qui en font un acteur de référence et contribuent à sa croissance.

Les ventes de contrats d'électricité verte se sont maintenues à bon rythme et à fin 2021 plus de 60% des contrats d'électricité gérés par ENGIE sont des contrats verts. Les services de décarbonation progressent également à bon rythme avec des beaux succès enregistrés : +100% d'installation de bornes de recharge en Belgique, +100% de vente de toitures solaires en France et +100% de flexibilité gérée en Australie.

En 2021, ENGIE a par ailleurs poursuivi ses innovations en faveur de la transition énergétique et a lancé de nouvelles offres permettant à ses clients de consommer moins et mieux : "Mon pilotage gaz" (France) qui permet de piloter ses consommations en fonction d'une consigne de budget, "Mon pilotage élec" (France) qui permet de piloter à partir d'une consigne de température, offre de pilotage de stockage pour optimiser l'autoconsommation solaire (Belgique), offres de recharge en itinérance du véhicule électrique (Belgique, France), installation de photovoltaïque (Italie, Roumanie), effacement comportemental (Australie), etc.

Évolutions réglementaires

En France, ENGIE fournit 2,8 millions de clients *BtoC* en gaz aux tarifs réglementés. Pour maintenir un tarif abordable dans le contexte actuel de prix des matières premières, le gouvernement français a décidé de mettre en place un gel des tarifs réglementés à partir du 1er novembre 2021 et ce jusqu'au 30 juin 2022. La loi de finances pour 2022 instaure la prise en charge par l'État des pertes de recette liées au gel du Tarif de Réglementé de Vente (TRV) au titre des charges de service public.

ENGIE Energy Access

ENGIE Energy Access développe des solutions solaires hors réseau innovantes pour les foyers, les services publics et les entreprises, permettant aux clients d'accéder à une énergie propre et abordable. Les systèmes solaires domestiques et les mini-réseaux favorisent le développement économique, en permettant une utilisation productive de l'électricité et en créant des opportunités commerciales pour les entrepreneurs des communautés rurales.

ENGIE Energy Access est la première entreprise hors réseau d'Afrique avec une présence dans neuf pays (Bénin, Côte d'Ivoire, Kenya, Mozambique, Nigeria, Ouganda, Rwanda, Tanzanie et Zambie), plus d'1,3 million de clients et plus de 6,5 millions de personnes impactées.

1.6.4.4 Activités Hydrogène

1.6.4.4.1 Missions et Stratégie

L'hydrogène est un vecteur énergétique clé de la transition, dans lequel ENGIE souhaite développer des positions fortes sur l'ensemble de la chaîne de valeur : production, infrastructures, mobilité et négoce d'hydrogène.

En **Europe**, le Groupe bénéficie de son portefeuille de clients industriels et de collectivités locales (GBU *Energy Solutions*) ainsi que d'importantes capacités de production d'énergie renouvelable et du savoir-faire commercial de GEMS.

En **France**, le Groupe se développe autour des infrastructures de transport (GRTgaz) et de stockage (Storengy) existantes qui sont au cœur de la future dorsale hydrogène européenne.

À l'**internationa**l, il s'appuie dans les pays à faible coût de renouvelables où le Groupe a des positions fortes.

1.6.4.4.2 Description des activités

La GBU Production Thermique & Fourniture d'Énergie assure le rôle de coordination de l'ensemble des activités hydrogène du Groupe qui sont développées dans les différentes GBU en fonction de leurs expertises relatives.

Production d'hydrogène renouvelable à grande échelle : ENGIE a une approche globale et progressive en développant des projets d'envergure avec des clients industriels dans les zones géographiques les plus favorables. Le Groupe conçoit des modèles d'offres réplicables pour les segments ciblés. Un certain nombre de projets à grande échelle sont en cours de développement avec des acteurs clés, tels que Yara en Australie ou Enaex au Chili, Gasunie aux Pays-Bas, et TotalEnergies en France. La plupart de ces projets pourront, à terme, conduire à la mise en œuvre de projets de grande envergure (à l'échelle du GW).

En Europe, ENGIE vise les industries difficiles à décarboner autrement. L'électrification n'est en effet pas possible ou économiquement viable dans certaines activités industrielles pour lesquelles le vecteur hydrogène est une solution.

À l'international, ENGIE se concentre sur les géographies à faibles coûts des renouvelables comme les États-Unis, l'Australie, le Chili et le Brésil. Les industries minières forment également des écosystèmes favorables dans lesquels l'hydrogène renouvelable sera compétitif à plus court terme pour un usage de mobilité industrielle lourde.

ENGIE a ainsi signé en 2021 une alliance stratégique avec Masdar, un des acteurs majeurs des énergies renouvelables dans les pays du Golfe, afin de co-développer un pôle d'hydrogène vert basé aux Émirats arabes unis. Les deux entreprises cherchent à déployer des projets d'une capacité d'au moins 2 GW d'ici 2030, avec un investissement total de l'ordre de 5 milliards de dollars US. Elles visent dans un premier temps l'approvisionnement local, avant de développer des capacités d'exportation.

ENGIE s'est fixé pour objectif d'atteindre 0,6 GW de capacité d'électrolyse en 2025, et 4 GW en 2030.

Mobilité : ENGIE, via la GBU *Energy Solution*s est un des premiers acteurs en France du développement des écosystèmes territoriaux de l'hydrogène pour les usages de la mobilité et de l'industrie. Elle finance, conçoit et exploite des systèmes décentralisés de production d'hydrogène par électrolyse et des stations de recharge à destination des opérateurs publics et privés des transports. Elle vise 50 stations de recharge en hydrogène en 2025, et plus de 100 en 2030 (Section 1.6.3.2).

Infrastructures : L'adaptation et la conversion de ses infrastructures au développement de l'hydrogène est une priorité pour le Groupe. GRTgaz est fortement impliqué dans le développement d'une dorsale européenne de l'hydrogène avec de premiers projets concrets comme le projet MosaHYc. Storengy développe un service de stockage souterrain d'hydrogène, en cherchant à coupler site de production et de stockage afin de permettre une fourniture fiable et flexible d'hydrogène (projets HyPSTER et HyGreen). L'objectif du Groupe est d'atteindre 170 km de réseau de transport d'hydrogène en 2025 et 700 km en 2030, ainsi que de disposer de 270 GWh de stockage en 2025, et 1 TWh en 2030 (Section 1.6.2.2.2 "GRTgaz" et Section 1.6.2.2.4 "Storengy").

Négoce d'hydrogène : GEMS ambitionne de développer une position de *leader* sur le marché de gros de l'hydrogène, en développant un portefeuille d'approvisionnement diversifié, de la vente avec services adaptés aux besoins de chaque client et la fourniture en électricité et gaz des sites de production d'hydrogène.

En matière d'innovation, ENGIE soutient l'investissement dans le développement des technologies de l'hydrogène. Un partenariat a été signé avec Ariane Group dans le domaine de la liquéfaction d'hydrogène renouvelable, afin de décarboner les transports lourds et de longue distance. Le Groupe a également développé une technologie propriétaire pour identifier les zones de forte production d'hydrogène naturel, bas carbone et compétitif, que Storengy ambitionne d'exploiter au travers de forages.

Évolutions réglementaires

Dans le cadre de sa trajectoire de neutralité carbone, l'Union européenne souhaite massivement développer la production d'hydrogène bas carbone avec un objectif ambitieux de 40 GW de capacité d'électrolyse en Europe en 2030. Des cibles contraignantes de consommation et de limitation d'émissions de gaz à effet de serre ont été fixées dans l'industrie dans le cadre du package européen *Fit for 55*. Ces évolutions sont positives et démontrent une volonté politique mais doivent encore être concrétisées. ENGIE œuvre pour réduire les freins en place et faire évoluer le cadre réglementaire.

1.6.5 Nucléaire

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires[1]	56	39	+43,6%
EBITDA	1 413	415	+240,5%

1.6.5.1 Missions et stratégie

L'entité opérationnelle Nucléaire est dédiée à la gestion opérationnelle des sept réacteurs nucléaires en Belgique, ainsi que des droits détenus dans deux centrales d'EDF en France.

L'entité opérationnelle est structurée autour des priorités suivantes :

- assurer la disponibilité optimale des centrales nucléaires pendant leur phase d'exploitation et contribuer ainsi à la production d'électricité de base décarbonée ;
- préparer l'arrêt et le démantèlement du premier réacteur dès 2022, tant sur le plan technique qu'organisationnel.

La sûreté nucléaire est au cœur de ces priorités. Le dispositif de sûreté nucléaire en place fait l'objet d'un renforcement continu, en étroite collaboration avec les autorités de sûreté nucléaire.

1.6.5.2 Description des activités

Les implantations de l'entité en Belgique sont réparties à Doel, Tihange, et Bruxelles. Le Groupe exploite et opère, dans le respect des normes de sécurité et sûreté nucléaire les plus strictes, les centrales nucléaires de Doel et de Tihange. Ces centrales représentent une capacité installée totale en Belgique de 5 943 MWe (dont 897 MWe en partenariat avec le groupe EDF). De plus, le Groupe possède 1 118 MWe de droits dans les centrales de Tricastin et de Chooz B en France.

Le cadre juridique en place prévoit l'exploitation des centrales nucléaires en Belgique jusqu'en 2025. Il définit, entre autres, les paramètres économiques sous-tendant l'extension de la durée de vie de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 jusqu'en 2025, ainsi que le mécanisme de calcul de la contribution nucléaire que doit payer Electrabel.

Le Groupe assume des obligations, résultant de l'application de la loi belge du 11 avril 2003, relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires. À la suite de la révision triennale des provisions nucléaires conduite en 2019 sous l'autorité de la Commission des provisions nucléaires, les scénarios techniques pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ont été revus.

Les taux d'actualisation des provisions nucléaires s'établissent à respectivement 3,25% pour les provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et 2,50% pour les provisions pour démantèlement des sites de production nucléaire, avec un taux d'inflation inchangé à 2%. Les provisions nucléaires s'élèvent à ce jour à 15,1 milliards d'euros. Le prochain exercice de révision est prévu pour 2022.

Évolutions réglementaires

Dans son accord de gouvernement en date du 30 septembre 2020, le gouvernement fédéral belge confirme la sortie complète et définitive de la production d'électricité nucléaire en 2025, telle que déjà prévue par la loi sous réserve des conclusions d'un rapport sur la sécurité d'approvisionnement. Ce rapport a été remis au gouvernement le 3 décembre dernier. En marge du Conseil des ministres du 23 décembre 2021, le gouvernement a estimé que les capacités contractées dans le cadre du mécanisme de capacité devaient permettre de faire face aux besoins du pays en 2025 si elles obtiennent toutes leur permis. Il s'est néanmoins donné la possibilité de reconsidérer sa position quant à la prolongation de 2 GW de capacité nucléaire au mois de mars 2022 si nécessaire. Une telle prolongation d'ici 2025 est devenue impossible dans le cadre réglementaire actuel.

La ministre de l'Énergie a présenté en décembre les grandes lignes de la réforme envisagée du cadre légal des provisions nucléaires adoptée par le Conseil des ministres du 23 décembre 2021 et à discuter au parlement en 2022. La réforme prévoit notamment le financement complet des provisions nucléaires d'ici 2030 et un renforcement du contrôle de la Commission des provisions nucléaires sur certaines décisions relatives au capital d'Electrabel et à Synatom. La nouvelle loi sur les provisions nucléaires pourrait être votée d'ici la mi-2022.

(1) Chiffre d'affaires après élimination des opérations intra-groupes de 1 705 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 129 millions d'euros au 31 décembre 2020)

1.6.6 Autres - dont *Global Energy Management & Sales (GEMS)*

Chiffres clés

en millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	20 183	11 664	+73,0%
EBITDA	457	189	+141,8%

Le secteur reportable "Autres" recouvre les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie et de fourniture *BtoB* (*Global Energy Management &* Sales (GEMS)), de GTT, ainsi que du *corporate* et des *holdings*. La majeure partie des résultats du secteur "Autres" est attribuable à GEMS.

1.6.6.1 Missions et stratégie de GEMS

Avec des bureaux dans 15 pays et huit principales plateformes commerciales, l'entité *Global Energy Management & Sales* (GEMS) opère dans le monde entier. Elle fournit des solutions en matière d'énergie et de gestion de l'énergie afin d'accompagner ENGIE et ses clients dans leur transition vers une économie neutre en carbone. GEMS a deux principales missions :

- optimiser la valeur des actifs énergétiques, gaziers et renouvelables du Groupe, gérer les risques de portefeuille pour le compte d'ENGIE sur l'ensemble de ses marchés, et contribuer à la compétitivité des *Global Business Units* du Groupe ;
- assurer un avenir énergétique sûr et durable à plus de 120 000 clients externes dans plus de 50 pays, en développant des activités commerciales innovantes et compétitives.

Outre sa situation de leader sur les marchés européens de gros du gaz naturel et de l'électricité, GEMS vise à développer la même position de leader dans les gaz renouvelables et bas carbone (biométhane, hydrogène). Plus largement, l'entité poursuit le plan de croissance ambitieux de son portefeuille de gestion en énergies vertes, qui comprend les énergies renouvelables, les énergies à faibles émissions de carbone et le gaz vert, la biomasse durable, les garanties d'origine et les certificats verts. À cet égard, GEMS développe la gestion des accords d'achat d'énergies renouvelables à long terme, les "PPA verts".

La stratégie de GEMS pour développer son portefeuille en énergies vertes est soutenue par des initiatives de changement culturel et des programmes de formation spécifiques, ainsi que par la prise en compte de critères sociaux, environnementaux et d'émissions de carbone dans le processus décisionnel.

1.6.6.2 Activités de GEMS

Les activités de GEMS sont réparties autour de quatre grands domaines d'expertise.

Approvisionnement en énergie : GEMS propose des solutions d'approvisionnement en gaz naturel, en gaz verts et bas carbone (biométhane, hydrogène), en électricité, en GNL et en biomasse, ainsi que des accords d'achat d'énergies renouvelables à des clients professionnels et à d'importants clients industriels, ainsi qu'aux autres entités commerciales d'ENGIE.

Services de gestion des actifs et de flexibilité : en ce qui concerne la gestion des actifs d'énergie, GEMS assure la répartition et l'optimisation des actifs de production d'énergie d'ENGIE ainsi que des actifs de tiers. S'agissant de la gestion des actifs gaziers, GEMS gère l'approvisionnement en amont, le transport et la capacité de stockage du gaz, et valorise et optimise la flexibilité des actifs sur les marchés.

Gestion des risques et accès au marché : GEMS gère les risques du portefeuille énergétique physique et financier grâce à des stratégies de couverture sur mesure, un accès compétitif au marché et une expertise de premier ordre.

Solutions d'énergies vertes et bas carbone : Grâce à sa position de *leader* sur le marché et à l'innovation, GEMS propose des solutions personnalisées pour aider ses clients à atteindre leurs objectifs Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG) (garanties d'origine, traçabilité de l'énergie, compensations, efficacité énergétique). L'entité développe également les activités suivantes : achat et vente de biométhane, d'hydrogène renouvelable et bas carbone pour développer un portefeuille d'approvisionnement diversifié et des services adaptés à chaque client ; approvisionnement en électricité et en gaz des sites de production d'hydrogène, ainsi que leur optimisation.

En 2021, ENGIE a conclu de nouveaux contrats et lancé différents partenariats, notamment :

- ENGIE et Google ont signé un accord pour la fourniture en continu d'énergie décarbonée en Allemagne, marquant une nouvelle tape dans la collaboration entre les deux groupes. D'une durée de trois ans, cet accord contribuera à la réalisation de l'objectif Carbon-Free Energy (énergie décarbonée, CFE) que Google s'est fixé à l'horizon 2030 portant sur ses centres de données, ses plateformes *cloud* et ses bureaux dans le monde entier. Cette solution innovante a été rendue possible grâce aux activités mondiales de gestion de l'énergie de GEMS ;
- ENGIE a lancé l'optimisation des six centrales hydroélectriques de Movhera au Portugal, d'une capacité totale de 1,7 GW, avec l'envoi aux centrales des premières instructions de distribution optimisée de l'énergie *(dispatching)*. GEMS fournit les services d'optimisation, qui comprennent les analyses météorologiques et analyses du marché, les offres de marché journalières et infrajournalières, la nomination au gestionnaire de réseau de transport, les instructions de distribution en temps réel et des services auxiliaires ;
- ENGIE a signé un contrat d'approvisionnement avec la RATP pour alimenter les bus GNV en biométhane produit en Île-de-France ;
- ENGIE et Equinor ont signé un protocole d'accord visant à étudier le potentiel de production et de commercialisation d'hydrogène bas carbone obtenu à partir de gaz naturel, avec capture et stockage de carbone offshore.

Évolutions réglementaires

La Commission européenne a publié le 14 juillet son programme climatique *"Fit for 55"* (Ajustement à l'objectif 55), ensemble de lois visant à donner corps à l'objectif de réduction des émissions de carbone de -55% d'ici à 2030, à titre d'étape intermédiaire vers l'objectif de neutralité climatique en 2050 fixé par le Pacte vert de l'UE. Les principaux éléments ayant un impact pour GEMS sont la mise à niveau de la Directive sur les énergies renouvelables de 2018, avec le renforcement du rôle des garanties d'origine, l'expansion du système d'échange de quotas d'émission aux secteurs de la construction et du transport, et l'introduction d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, qui inclut les importations d'électricité. Les importations de gaz naturel seront traitées dans le cadre de la stratégie de l'UE pour la réduction des émissions de méthane, tandis que l'amélioration de la conception du marché du gaz et l'encadrement du marché de l'hydrogène seront définis dans le prochain "paquet décarbonation". Suite à la forte hausse des prix des matières premières énergétiques observée au niveau mondial, la Commission européenne a présenté le 13 octobre sa "boîte à outils", composée d'un ensemble de mesures à court et moyen terme visant à limiter l'impact de la hausse des prix sur les factures des utilisateurs finaux européens.

1.6.7 Activités non poursuivies - EQUANS

Dans le cadre de sa stratégie de simplification et de recentrage sur ses métiers industriels historiques, ENGIE a rassemblé ses services multi-techniques au sein d'une nouvelle entité distincte : EQUANS, en place depuis le 1er juillet 2021. Cette entité est un *leader* mondial des services multi-techniques.

EQUANS a pour vocation d'aider les entreprises, industries et villes à mettre en œuvre leur transition énergétique, industrielle (automatisation, digitalisation, etc.) et numérique (exploitation des données, IOT, IA, etc.). Elle intègre solutions et services de pointe au plus près du besoin de performance de ses clients.

Ainsi, EQUANS conçoit, installe et exploite des solutions sur mesure en vue d'améliorer les équipements et processus techniques de ses clients et d'optimiser leurs usages. EQUANS accompagne les industriels, entreprises tertiaires, villes et infrastructures (dont les systèmes d'énergie et de transport) pour rendre ces trois transitions possibles.

Pour ce faire, EQUANS offre une combinaison unique d'expertises : génie électrique, génie climatique, réfrigération et sécurité incendie, génie mécanique, solutions digitales, *facility management*, afin de fournir des solutions et services à ses clients :

- des services de proximité : EQUANS s'adresse à des marchés pour lesquels la proximité et la densité du réseau sont importantes (en particulier pour les bâtiments et bureaux issus des domaines privés et publics, les bâtiments industriels, l'habitat collectif et les villes et territoires) ;
- des processus et services de spécialité : EQUANS apporte des savoir-faire d'excellence dans des domaines hautement spécialisés où l'expertise est un facteur clé de différenciation : comme dans les domaines des transports publics, des infrastructures énergétiques, de certaines industries spécialisées (comme le nucléaire, la défense ou la marine) ou encore dans les processus industriels critiques.

Le 6 novembre 2021, ENGIE est entré en négociations exclusives avec le groupe Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS, au terme d'un processus rigoureux et compétitif. L'offre ferme de Bouygues s'élève à 7,1 milliards d'euros. La finalisation de la cession est attendue au 2nd semestre 2022, une fois mené à bien le processus d'information-consultation des Instances Représentatives du Personnel compétentes d'ENGIE et sous réserve de l'obtention des autorisations des autorités réglementaires et de la levée des conditions suspensives usuelles.

1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements

Le Groupe détient en propriété ou en location un nombre important d'immobilisations industrielles à travers le monde. De nombreuses activités du Groupe impliquent l'exploitation de très grandes usines dont le Groupe ne détient toutefois pas toujours l'entière propriété.

Au 31 décembre 2021, le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux méthaniers et des stockages dans plus de 40 pays.

Les tableaux suivants présentent les principales installations en service dont le Groupe est, en tout ou partie, propriétaire. Les propriétés en location sont traitées dans la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés".

Centrales électriques (capacités > 400 MW hors unités en construction)

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(MW)*	Type de centrale
Afrique du Sud	Avon	669	Fioul
Arabie saoudite	Fadhili	1 501	Gaz naturel
	Marafiq	2 744	Gaz naturel
	Ju'aymah	469	Gaz naturel
	Shedgum	468	Gaz naturel
	Uthmaniyah	468	Gaz naturel
	Riyadh PP11	1 729	Gaz naturel
Australie	Pelican point	489	Gaz naturel
Bahreïn	Al Dur	1 224	Gaz naturel
	Al Ezzel	940	Gaz naturel
	Al Hidd	929	Gaz naturel
Belgique	Amercœur	451	Gaz naturel
	Coo	1 080	Pompage hydraulique
	Doel	2 934	Nucléaire
	Drogenbos	460	Gaz naturel
	Herdersbrug	423	Gaz naturel
	Tihange	3 008	Nucléaire
Brésil	Cana Brava	439	Hydroélectrique
	Estreito	1 068	Hydroélectrique
	Jaguara	413	Hydroélectrique
	Jirau	3 750	Hydroélectrique
	Miranda	404	Hydroélectrique
	Ita	1 442	Hydroélectrique
	Campo Largo	688	Wind
	Machadinho	1 135	Hydroélectrique
	Salto Osòrio	1 072	Hydroélectrique
	Salto Santiago	1 415	Hydroélectrique
Chili	Mejillones	1 212	Charbon et gaz naturel
	Tocopilla	676	Gaz naturel, charbon, fioul
Émirats arabes unis	Fujairah F2	2 000	Gaz naturel
	Mirfa	1 600	Gaz naturel
	Shuweihat 1	1 500	Gaz naturel
	Shuweihat 2	1 496	Gaz naturel
	Taweelah	1 590	Gaz naturel
	Umm Al Nar	1 532	Gaz naturel
Espagne	Cartagena	1 199	Gaz naturel
	Castelnou	791	Gaz naturel
France	CombiGolfe	435	Gaz naturel
	CyCoFos	490	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	DK6 (Dunkerque)	788	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	Génissiat	423	Hydroélectrique
	Montoir-de-Bretagne	435	Gaz naturel

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(MW)*	Type de centrale
Italie	Torre Valdaliga	1 118	Gaz naturel
	Vado Ligure	782	Gaz naturel
	Voghera	404	Gaz naturel
Koweït	AzZour North	1 520	Gaz naturel
Maroc	Safi	1 250	Charbon
Oman	Barka 2	674	Gaz naturel
	Barka 3	737	Gaz naturel
	Sohar	585	Gaz naturel
	Sohar 2	737	Gaz naturel
Pakistan	Uch 1	551	Gaz naturel
Pays-Bas	Eems	1 925	Gaz naturel
	Flevo	861	Gaz naturel
Pérou	Chilca	917	Gaz naturel
	ILO Nodo	600	Fioul
	ILO 31	564	Fioul
Porto Rico	Ecoelectrica	530	Gaz naturel
Portugal	Bemposta I&II	438	Hydroélectrique
	Elecgas	839	Gaz naturel
	Picote I&II	433	Hydroélectrique
	Turbogas	990	Gaz naturel
Qatar	Ras Laffan B	1 025	Gaz naturel
	Ras Laffan C	2 730	Gaz naturel
Royaume-Uni	First hydro	2 088	Pompage hydraulique
Singapour	Senoko	2 564	Gaz naturel et fioul

(1) Capacités des actifs dans lesquels ENGIE détient une participation, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

Stockages souterrains de gaz naturel (> 550 Mm³ de volume utile total [1])

Pays	Localisation	Volume utile *(Mm³)* brut [1]
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)	1 310
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)	820
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)	680
France	Chémery (Loir-et-Cher)	3 600
France	Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire)	570
France	Étrez (Ain)	690
France	Cerville (Meurthe-et-Moselle)	650
Allemagne	Uelsen	840

(1) Volume utile des stockages détenus par ENGIE, pris en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention

Terminaux méthaniers

Pays	Localisation	Capacité totale de regazéification *(Gm³(n)/an)* [1]
France	Montoir-de-Bretagne	10
France	Tonkin (Fos-sur-Mer)	3
France	Cavaou (Fos-sur-Mer)	8,25
Chili	Mejillones	2,0
Porto Rico	Penuelas	2,7

(1) Capacités des actifs détenus par ENGIE, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention



2

3 E E E

2.1 Processus de gestion des risques 39

2.1.1 Politique de gestion globale des risques 39
2.1.2 Gestion de crise 39
2.1.3 Couverture des risques et assurances 40

2.2 Facteurs de risque 41

2.2.1 Risques politiques et réglementaires 41
2.2.2 Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux 47
2.2.3 Risques économiques et concurrentiels 50
2.2.4 Risques financiers 51
2.2.5 Risques industriels 54
2.2.6 Autres risques opérationnels 58
2.2.7 Risques sociaux et sociétaux 63

2.3 Procédures de contrôle interne 66

2.3.1 Définitions et objectifs du contrôle interne 66
2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne 66
2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière 67
2.3.4 Formalisation et pilotage du contrôle interne 68
2.3.5 Actions récentes visant à renforcer le dispositif 68

Les risques significatifs et spécifiques auxquels le Groupe estime être exposé sont présentés ci-après. Ils sont répartis en sept catégories de risques :

- risques politiques et réglementaires ;
- risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux ;
- risques économiques et concurrentiels ;
- risques financiers ;
- risques industriels ;
- autres risques opérationnels ;
- risques sociaux et sociétaux.

Les risques présentés ont été appréciés et hiérarchisés sur la base du "risque net", après prise en compte des moyens de maîtrise mis en place.

Le tableau de synthèse ci-dessous reprend dans chaque catégorie les risques les plus importants, classés par criticité décroissante.

Risques	Criticité	Section	Tendance du risque
Risques politiques et réglementaires			
Risque d'évolution du cadre réglementaire et du montant des provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires belge et la gestion du combustible usé		2.2.1.1	stable
Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France		2.2.1.2	haussière
Risque d'intervention des États afin de protéger le consommateur final de la flambée des prix de l'énergie		2.2.1.3	nouveau
Risque d'invalidation a posteriori de la loi autorisant la prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 en Belgique		2.2.1.4	stable
Risque d'évolution de la réglementation au Brésil dans différents secteurs d'activité (production et commercialisation d'électricité, transport de gaz) y compris une évolution des taxes		2.2.1.5	stable
Risque pays (changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, faits de guerre ou de terrorisme…)		2.2.1.6	haussière
Risque sur le renouvellement des concessions hydrauliques en France		2.2.1.7	baissière
Risque de désaccord avec le régulateur australien sur les conditions de réhabilitation de la mine de charbon d'Hazelwood		2.2.1.8	stable
Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux			
Place du gaz dans le mix énergétique en France		2.2.2.1	stable
Risque de variations climatiques ayant un impact sur la demande et la production d'énergie		2.2.2.2	stable
Risques économiques et concurrentiels			
Risque de concurrence accrue sur les métiers de vente d'énergie et de services avec un impact sur les marges		2.2.3.1	stable
Risque de baisse des revenus issus des centrales de production d'électricité dans la région du Golfe à l'arrivée à échéance des contrats long terme		2.2.3.2	stable
Risques financiers			
Risque de marché sur matières premières		2.2.4.1	stable
Risque de change (translationnel, transactionnel, de conversion)		2.2.4.2	stable
Risque fiscal (instabilité de la norme (par ex. projets de réforme initiée par OCDE/UE), insécurité fiscale (par ex. prix de transfert, etc.)		2.2.4.3	stable
Risque sur le financement des pensions de retraite		2.2.4.4	stable
Risque de contrepartie		2.2.4.5	stable
Risque sur le rendement des montants de provision investis par Synatom en vue du démantèlement nucléaire et de la gestion du combustible usé		2.2.4.6	stable
Risques industriels			
Risque d'accident industriel		2.2.5.1	stable
Risque d'augmentation des coûts de traitement et de stockage des différentes catégories de déchets radioactifs en fonction des exigences techniques de l'ONDRAF		2.2.5.2	stable
Risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sûreté nucléaire		2.2.5.3	stable
Sûreté et sécurité nucléaire		2.2.5.4	stable

Risques	Criticité	Section	Tendance du risque
Autres risques opérationnels			
Cybersécurité		2.2.6.1	stable
Risque portant sur la réalisation de grands projets		2.2.6.2	stable
Acquisition et intégration		2.2.6.3	stable
Risque d'approvisionnement dans le secteur des énergies renouvelables		2.2.6.4	nouveau
Risque d'acte de malveillance sur les patrimoines matériels et immatériels		2.2.6.5	stable
Risques sociaux et sociétaux			
Risques liés aux ressources humaines		2.2.7.1	stable
Risques éthiques		2.2.7.2	stable
Risques de réputation		2.2.7.3	stable
Sûreté des personnes (terrorisme, criminalité, contestation sociale, etc.)		2.2.7.4	stable
Risques santé-sécurité au travail (dont risques psychosociaux/bien-être au travail)		2.2.7.5	haussière

Légende niveau de criticité : Faible / Moyen / Elevé

D'autres risques de moindre ampleur ou non connus à ce jour pourraient également affecter le Groupe. La survenance de tels risques pourrait avoir une incidence négative significative sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe, sur son image, ses perspectives et/ou sur le cours de l'action ENGIE.

2.1 Processus de gestion des risques

2.1.1 Politique de gestion globale des risques

Le Groupe a défini une politique de management global des risques (*Enterprise Risk Management* – "ERM"), dont les principes sont cohérents avec les standards professionnels (ISO 31000, *Federation of European Risk Management Associations* notamment) ; celle-ci explicite l'ambition d'ENGIE de "maîtriser ses risques pour assurer sa performance".

Le système de management global des risques du Groupe est d'application dans les activités et entités contrôlées du Groupe, dans le respect des règles de gouvernance qui s'imposent à chaque entité.

Cette politique préconise une prise de risques à un niveau raisonnable au plan juridique, acceptable par l'opinion et supportable économiquement. Elle précise que tout manager est un *risk manager*. Les Comités de Direction des entités du Groupe sont, en principe, les instances où sont décidées les actions à entreprendre pour gérer les risques, sauf lorsqu'un Comité des Risques est créé spécifiquement comme pour le risque de marché.

Pour mettre en œuvre cette ambition, le Groupe a désigné comme *Chief Risk Officer*, le Directeur du *Management* des Risques. Ce dernier a pour objectif de s'assurer de l'efficacité du dispositif de gestion des risques. Il anime les *Chief Risk Officers* désignés dans chacune des entités opérationnelles et Fonctions Corporate. Ces derniers évaluent l'exposition globale aux risques de l'entité ou de la Fonction et s'assurent de la mise en œuvre des plans de traitement.

L'analyse des risques et le pilotage des plans d'actions sont réalisés en collaboration avec toutes les filières du Groupe.

Chaque année, le processus ERM du Groupe débute par la revue des risques en Comité Exécutif (Comex). Une campagne ERM est ensuite lancée dans tout le Groupe, en indiquant les orientations à prendre en compte pour la gestion des risques durant l'année. Elle met notamment l'accent sur des risques prioritaires coordonnés chacun par un membre du Comex et qui feront l'objet d'un suivi particulier par l'un des Comités permanents du Conseil (voir Section 4.1.2.4 "Les comités"). Elle débouche sur une nouvelle revue des risques du Groupe présentée en Comex puis en Comité d'Audit, qui après examen porte un avis sur l'efficacité du système de management des risques, dont il fait rapport au Conseil d'Administration.

La connaissance des risques provenant de la remontée d'informations des entités opérationnelles et des directions fonctionnelles est complétée par des entretiens avec les dirigeants et par une analyse des publications des analystes externes et des événements majeurs.

2.1.2 Gestion de crise

Afin de faire face à la survenance de tous types de crise et minimiser leurs impacts, ENGIE a mis en place un dispositif global de gestion de crise. Le Groupe s'est ainsi doté d'un dispositif d'alerte et de remontée des incidents majeurs. L'analyse de la crise est réalisée au niveau local par une cellule de crise mise en place au plus près du terrain. Les décisions pour gérer la crise sont prises au niveau approprié de l'organisation selon le principe de subsidiarité. Le dispositif a été adapté suite à la mise en place de l'organisation du Groupe en *Global Business Units* (GBU) au 1er juillet 2021.

Des plans de continuité des activités sont établis et mis à jour pour les scénarios de crise identifiés par le Groupe et ses entités.

Pour tester la robustesse de l'organisation et s'ancrer dans une boucle d'amélioration continue, les entités réalisent, a minima, un exercice de crise par an sur un périmètre fonctionnel et géographique cohérent avec les exigences réglementaires. Des formations complémentaires sont également dispensées pour les parties prenantes internes. Un bilan annuel est réalisé pour tirer les enseignements et engager les actions d'amélioration identifiées, en lien et partage avec l'ensemble des entités.

La crise de la Covid-19 a démontré la capacité du Groupe à anticiper les événements. Des réponses rapides et efficaces ont été apportées aux problématiques induites notamment par le caractère transnational de la crise. Tout au long de la crise la protection du personnel et des sites a été assurée, ainsi que la sécurisation de la chaîne logistique.

Ce dispositif ne peut toutefois permettre d'exclure le risque que les activités et les opérations du Groupe puissent être perturbées en situation de crise. De même, ce dispositif ne permet pas d'assurer l'absence d'impact sur les tiers ou sur l'environnement.

2.1.3 Couverture des risques et assurances

Le Département Assurances d'ENGIE est chargé de l'élaboration, de la mise en place et de la gestion des programmes d'assurances dans les domaines de la protection du patrimoine (dommages matériels et pertes de bénéfices) et des personnes, des recours de tiers (responsabilité civile), des assurances automobiles et de la prévention.

Pour chacun de ces domaines :

- les montants assurés dépendent des risques financiers découlant des scénarios de sinistres et des conditions de couverture offertes par le marché (capacités disponibles et conditions tarifaires) ;
- le financement est optimisé : les risques de faible ou de moyenne amplitude sont couverts par l'autofinancement, par des franchises et des rétentions ou au travers de la société de réassurance du Groupe dont les engagements représentent en base cumulée un sinistre maximum estimé d'environ 0,27% du chiffre d'affaires 2021 du Groupe.

Il ne peut être exclu que, dans certains cas, le Groupe soit obligé de verser des indemnités importantes non couvertes par le programme d'assurances en place ou d'engager des dépenses très significatives non remboursées ou insuffisamment remboursées par ses assureurs. En matière de responsabilité civile et de risques environnementaux, bien que le Groupe ait souscrit des assurances de premier plan, il ne peut être exclu que la responsabilité du Groupe soit recherchée au-delà des plafonds garantis ou pour des faits non couverts (notamment du fait des exclusions communément pratiquées par le marché de l'assurance).

2.1.3.1 Responsabilité civile

Un programme couvre la responsabilité civile des mandataires sociaux et dirigeants d'ENGIE, de ses filiales et des représentants du Groupe au sein de ses participations.

Un programme responsabilité civile générale (y compris atteinte à l'environnement) est souscrit au bénéfice de l'ensemble des entités pour un montant total de 800 millions d'euros. Ce programme intervient en majorité au premier euro, ou en excédent des couvertures sous-jacentes souscrites par certaines entités (en général d'une capacité de 50 millions de dollars US).

2.1.3.2 Responsabilité civile nucléaire

Electrabel, en sa qualité d'exploitant d'unités nucléaires sur les sites de Doel et Tihange, voit sa responsabilité civile régie par les conventions de Paris et Bruxelles (dont les protocoles d'amendement de 2004 sont entrés en vigueur au 1er janvier 2022), visant l'indemnisation des victimes et la création d'une solidarité entre pays signataires, ainsi que par la loi belge du 22 juillet 1985 (modifiée par les lois du 29 juin 2014 et du 7 décembre 2016).

Cette responsabilité incombe exclusivement à l'exploitant dont l'installation serait à l'origine de l'accident nucléaire. En contrepartie de cette responsabilité strictement objective, le montant de l'indemnisation est plafonné par accident à 1,2 milliard d'euros. Au-delà de ce plafond, un mécanisme d'indemnisation complémentaire a été mis en place par les États signataires des conventions.

Le programme d'assurance responsabilité civile nucléaire souscrit par Electrabel au 1er janvier 2022 auprès du marché de l'assurance est conforme aux conventions de Paris et Bruxelles révisées et à la loi nationale belge précitée qui fait obligation à l'exploitant de fournir une garantie financière ou de souscrire une assurance de responsabilité civile à hauteur de 1,2 milliard d'euros.

2.1.3.3 Dommages matériels

Les entités du Groupe bénéficient d'assurances de dommages couvrant les installations en propre, louées ou confiées, à l'exception des canalisations de réseaux de transport et distribution de gaz et des réseaux de chaleur en France. Les principaux programmes prévoient des garanties formulées soit en valeur de remplacement à neuf, soit sur base de limites contractuelles d'intervention par sinistre, fixées en fonction de scénarios majeurs estimés selon les règles du marché des assurances et des offres disponibles (coût et capacité).

L'assurance des pertes d'exploitation et frais supplémentaires d'exploitation est souscrite en fonction de chaque analyse des risques en tenant compte notamment des plans de secours existants.

Les projets de construction font l'objet d'une garantie "tous risques chantier" souscrite par le maître d'ouvrage, le maître d'œuvre ou l'entreprise principale.

2.1.3.4 Programmes de protection du personnel

Conformément à la législation en vigueur et aux accords d'entreprise, des programmes de protection du personnel contre les risques d'accidents et frais médicaux sont élaborés au niveau des entités opérationnelles.

2.2 Facteurs de risque

2.2.1 Risques politiques et réglementaires

Le Groupe est sensible à des facteurs de risques conjoncturels et structurels qui impactent le secteur de l'énergie. L'ensemble de ces risques est analysé et mesuré dans le cadre des processus stratégiques et de planification qui permettent au Groupe d'anticiper certaines évolutions de l'environnement externe et de s'y préparer. L'organisation et la feuille de route de recherche et d'innovation du Groupe contribuent également à répondre aux évolutions stratégiques (voir Section 1.3 "Recherche, technologies, et innovation").

En Europe ou dans certaines autres régions incluant les États-Unis, l'Asie-Pacifique et le Brésil, des interventions des autorités publiques sont effectuées dans le domaine énergétique via la réglementation et l'extension des prérogatives des régulateurs au domaine concurrentiel. Elles peuvent se manifester par une hausse de la taxation des profits des énergéticiens, par des évolutions des règles en matière de fonctionnement des marchés et de sécurité d'approvisionnement, par l'intervention du régulateur dans le domaine dérégulé pour favoriser le développement de la concurrence, ou encore par la volonté de remunicipalisation de certains services à la collectivité.

Par sa présence auprès des institutions communautaires et des États, le Groupe s'efforce d'anticiper toute initiative législative susceptible d'avoir un impact sur ses activités et les revenus associés et formule des propositions auprès des décideurs. De plus, en exerçant ses métiers dans différents pays, le Groupe diversifie partiellement les risques réglementaires et législatifs. Certaines évolutions de la réglementation sont d'ailleurs porteuses de nouvelles opportunités pour les activités du Groupe.

Certaines évolutions réglementaires pourraient modifier le profil de risques du Groupe et impacter ses résultats ainsi que son *business model*. Les plus significatives pour le Groupe sont mentionnées ci-après.

2.2.1.1 Risque d'évolution du cadre réglementaire et du montant des provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires belges et la gestion du combustible usé

Description	Mesure de gestion des risques
En Belgique, l'ensemble de la gestion des déchets nucléaires est placé sous la responsabilité de l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF). L'ONDRAF propose comme politique nationale, un stockage en couches géologiques profondes et non un entreposage de longue durée pour les déchets de haute activité et/ou de longue durée. Les assemblages de combustibles usés sont actuellement entreposés sur les sites de production. Deux scénarios sont aujourd'hui envisagés pour leur gestion, soit le retraitement d'une partie du combustible usé et son évacuation directe en couches géologiques profondes pour le solde, soit l'évacuation en couches géologiques profondes pour l'ensemble du combustible. Il appartient à la société de provisionnement nucléaire, Synatom, filiale d'Electrabel dans laquelle l'État a une action spécifique, de proposer et quantifier un scénario technique susceptible d'être approuvé par le gouvernement belge. Les coûts relatifs à la gestion des combustibles usés et au démantèlement des installations font partie intégrante des coûts de production d'électricité d'origine nucléaire et sont provisionnés. Les hypothèses et sensibilités concernant l'évaluation de ces montants sont détaillées en Note 20.2 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés". Conformément à la loi, un processus de révision des provisions nucléaires de Synatom est engagé tous les trois ans sous le contrôle d'une autorité administrative indépendante, la Commission des provisions nucléaires (CPN). Celle-ci a remis en décembre 2019 à Synatom sa dernière décision en date sur la réévaluation des provisions des centrales nucléaires belges pour le démantèlement et la gestion du combustible usé. Les provisions feront l'objet d'une nouvelle révision triennale prévue en 2022. Une augmentation des provisions pourrait en résulter du fait par exemple d'une nouvelle baisse des taux d'actualisation ou d'une estimation plus élevée des coûts de démantèlement et de gestion des déchets liés à cette activité. Un projet de réforme de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales a été initié par le gouvernement belge. La ministre de l'Énergie a présenté en décembre 2021 les grandes lignes de la réforme envisagée du cadre légal des	Le Groupe collabore avec la CPN dans le cadre de l'exercice de révision des provisions nucléaires. Le Groupe fournit au gouvernement belge les éléments démontrant qu'il est en mesure de faire face aux dépenses liées au démantèlement des centrales et la gestion du combustible usé. Le Groupe contribue directement aux groupes de travail avec l'ONDRAF sur les aspects techniques, légaux et financiers des solutions de gestion et de stockage des déchets radioactifs.

Description	Mesure de gestion des risques
provisions nucléaires. La réforme n'a pas d'impact direct sur le montant provisionné mais prévoit notamment le financement complet des provisions nucléaires d'ici 2030, les modalités d'encadrement des investissements de ces provisions en actifs financiers dédiés et un renforcement du contrôle de la CPN sur certaines décisions relatives au capital d'Electrabel et de Synatom. La nouvelle loi sur les provisions nucléaires pourrait être votée mi-2022.	

2.2.1.2 Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France

Description	Mesures de gestion des risques
Les tarifs d'accès aux infrastructures gazières (distribution, transport, stockage, terminaux de regazéification) en France sont régulés. Les tarifs sont fixés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) qui peut procéder aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'évolution des marchés financiers, de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. Ces tarifs comprennent également des mesures d'incitation à la performance. Sauf exception, ils sont révisés tous les quatre ans à l'issue d'un processus de consultations publiques et d'auditions. La CRE a publié le 24 janvier 2020 principalement les délibérations fixant les tarifs des infrastructures gazières (distribution, transport, stockage) s'appliquant pour une période d'environ quatre ans (ATRD 6, ATRT 7, ATS 2). En ce qui concerne les tarifs de regazéification (ATTM 6), la CRE a publié le 7 janvier 2021 la délibération portant décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, avec application à partir du 1er avril 2021 pour une durée de principe de quatre années. Elle est dans la continuité du tarif précédent mais prévoit une accélération des amortissements des actifs du terminal de Montoir. La prochaine révision des tarifs de Transport (ATRT 8), Distribution (ATRD 7) et Stockage (ATS 3) devrait être lancée en 2023 pour une mise en œuvre en 2024. Pour ce qui concerne les tarifs de regazéification ATTM 7, la révision devrait être lancée en 2024 en vue d'une mise en œuvre en 2025. En cas de baisse du taux de rémunération des actifs, de prise en compte incomplète dans la rémunération des actifs des risques opérationnels et stratégiques liés à l'activité, de baisse des investissements, de non-couverture de certaines charges ou d'une régulation incitative particulièrement sévère, la contribution des actifs d'infrastructures gazières aux résultats du Groupe et la rentabilité de ses investissements dans cette activité pourraient diminuer.	Le Groupe dialogue avec la CRE dans le cadre du dispositif de révision tarifaire qui fait une large place à la concertation de l'ensemble des acteurs. Outre l'ensemble des actions qu'il déploie pour développer la production de gaz verts et l'atteinte de leur compétitivité à terme, il défend des positions visant à assurer une rémunération des actifs juste et adaptée au nouvel environnement économique de court et long terme, une couverture adéquate de ses coûts en vue de préserver une bonne qualité de service et de permettre les investissements nécessaires à la transition énergétique. Il promeut également la reconnaissance de la flexibilité apportée par le système gaz au système énergétique et sa valorisation. Il veille aussi à accroître sa performance pour asseoir une trajectoire tarifaire compétitive.

2.2.1.3 Risque d'intervention des États afin de protéger le consommateur final de la flambée des prix de l'énergie

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans un contexte de hausse brutale des prix sur les marchés de gros de l'énergie, les États européens, dont la France, la Belgique et, dans une moindre mesure, la Roumanie, ont été amenés à adopter des mécanismes de stabilisation des prix de fourniture afin de protéger les consommateurs finaux. • Les mesures prises en France consistent à geler le Tarif Réglementé de Vente de Gaz jusqu'à avril 2022 au plus tôt ou fin 2022 au plus tard et à limiter la prochaine hausse du Tarif Réglementé de Vente d'Electricité à 4% TTC en février 2022. Le Gouvernement a également décidé début 2022 d'augmenter les volumes d'électricité qu'EDF cède à ses concurrents dans le cadre du dispositif ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique). • En gaz, la loi de finances pour 2022 instaure la prise en charge par l'État des pertes de recette liées au gel du Tarif de Réglementé de Vente (TRV) au titre des charges de service public. • Concernant l'électricité, dans le but de limiter la hausse du TRV à 4%, le Gouvernement a décidé début 2022 d'une baisse de la fiscalité (TICFE) et d'augmenter les volumes d'électricité qu'EDF cède à ses concurrents dans le cadre du dispositif ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique). En Belgique, l'extension du tarif social de l'énergie à un groupe élargi (20% du marché résidentiel) a été prolongée jusqu'à fin mars 2022 et pourrait être prolongée au-delà.	Le Groupe dialogue avec les différents régulateurs locaux afin de suivre les préparations de projets de loi et leur mise en œuvre. Il suit en outre attentivement les initiatives prises à l'échelon européen (la Commission européenne a notamment publié un document en octobre 2021 intitulé "Lutte contre la hausse des prix de l'énergie : une panoplie d'instruments d'action et de soutien" listant les moyens dont disposent les États membres pour faire face à ces hausses de prix, dans le respect du droit européen). Le Groupe note que la Commission européenne n'a à ce stade pas prévu de modification substantielle du fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, jugeant avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) que le marché avait fait la démonstration de son bon fonctionnement et qu'il n'était sans doute pas approprié de tout bouleverser lors d'une crise qui était en première analyse transitoire.

2.2.1.4 Risque d'invalidation a posteriori de la loi autorisant la prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 en Belgique

Description	Mesures de gestion des risques
	
La décision de prorogation de la date de désactivation des unités nucléaires Doel 1 et 2 jusqu'à 50 ans, prise par le gouvernement belge et confirmée par le vote du Parlement en juin 2015, a été approuvée par l'AFCN (Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire) dans le cadre de la 4e révision décennale, sur la base d'un programme engageant de modernisation qui a pris fin en 2020. Des recours en justice ont été introduits par des organisations environnementales contre l'État belge auprès de la Cour constitutionnelle quant à l'absence d'analyse d'impact environnemental et de consultation du public dans le cadre de l'adoption de la loi votée en juin 2015 (voir Note 26.6.1 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés"). La Cour constitutionnelle a rendu son arrêt le 5 mars 2020, par lequel elle annule la loi belge prolongeant la durée de vie des unités nucléaires de Doel 1 et de Doel 2 en ce qu'elle a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises. La Cour accepte cependant que les effets de la loi soient maintenus jusqu'à fin 2022 afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. Les unités de Doel 1 et Doel 2 peuvent donc continuer à être exploitées le temps de la régularisation. Il appartient maintenant à l'État belge de procéder à la régularisation de la situation dans ce délai. L'invalidation de la décision de prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1 et 2 pourrait avoir un effet significatif défavorable sur les revenus du Groupe et sur la valeur des actifs nucléaires concernés (voir Note 14.4.6 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés"). Un recours en annulation introduit sur les mêmes bases par des organisations environnementales contre l'État belge à l'encontre des arrêtés royaux et décisions de l'AFCN de 2015 autorisant les travaux de prolongation de Doel 1 et Doel 2 est par ailleurs toujours pendant devant le Conseil d'État belge.	Le Groupe collabore avec l'État belge dans le cadre du processus de régularisation. L'État belge a confirmé le calendrier prévu pour le processus de régularisation dans le délai imparti par la Cour constitutionnelle belge et a soumis l'analyse d'impact environnemental à une consultation publique et internationale. Le projet de loi est en cours de préparation.

2.2.1.5 Risque d'évolution de la réglementation au Brésil dans différents secteurs d'activité (production et commercialisation d'électricité, transport de gaz), y compris une évolution des taxes

Description	Mesures de gestion des risques
Le Groupe est exposé à des changements de la réglementation des marchés de l'électricité au Brésil, tels que la réduction des subventions ou l'introduction de nouvelles taxes pour les producteurs. L'administration pourrait annoncer de nouvelles initiatives en ligne avec une modernisation du *design* du marché de l'électricité, pour ouvrir le marché à la concurrence et améliorer son fonctionnement et assurer les investissements nécessaires dans des infrastructures du pays. Le Brésil représente 4% du chiffre d'affaires du Groupe. ENGIE investit dans les activités de transport de gaz (rachat de la société TAG) et d'électricité (projets Gralha Azul et Novo Estado – construction de lignes à haute tension). Les activités de Gralha Azul et Novo Estado sont régulées, celles de TAG sont à la fois régulées et couvertes par des contrats long terme. En 2021, le gouvernement brésilien a approuvé une loi qui vise à créer les conditions pour l'ouverture du marché du gaz, après des années de monopole du géant pétrolier public Petrobras. La publication des décrets d'application de la loi et l'harmonisation de la législation entre les états fédéraux et le gouvernement fédéral brésilien sont les prochaines étapes clés. Dans la chaîne du gaz, les activités de production et de transport sont réglementées par l'agence fédérale (ANP), tandis que les activités aval sont un monopole d'État, réglementées par des agences locales. La probable évolution du cadre régulatoire pour l'activité de transport gaz représente un sujet suivi avec attention par le Groupe, afin d'en assurer la neutralité sur le profil de risque et la rémunération de la société TAG. Le système fiscal brésilien est complexe et potentiellement en évolution. Plusieurs litiges sont en cours concernant l'application de taxes et leur résolution pourrait prendre plusieurs années. Par ailleurs plusieurs modifications de taxes pourraient être adoptées dans les années à venir, en particulier concernant la TVA (PIS COFINS), les dividendes (pas d'imposition à ce jour) ou les impôts sur les sociétés. Les effets ne sont pas connus à ce jour et pourraient se compenser.	Grâce à sa présence en France et à l'international, le Groupe dispose d'une grande expérience en matière de *market design*. Cette expérience est mise à disposition des institutions brésiliennes, entre autres à travers la participation au processus formel de révision du *design* du marché au Brésil. Les modifications du *design* du marché électrique et gaz affecteront toutes les sociétés actives dans ces secteurs. D'autres sociétés présentes au Brésil dans la production électrique ou dans le transport du gaz partagent l'avis du Groupe et sont mobilisées pour assurer la neutralité, voire positivité, des évolutions en matière de *market design*. D'un point de vue politique, le besoin du Brésil de continuer d'attirer des investissements étrangers limite les risques. Le Groupe au Brésil suit étroitement les évolutions réglementaires et législatives pour anticiper au mieux les évolutions dans ces domaines et mettre en place des actions pour limiter les effets négatifs sur la rentabilité de ses activités.

2.2.1.6 Risque pays (changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, faits de guerre ou de terrorisme,...)

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe est présent, se développe ou s'approvisionne en gaz et en divers composants industriels dans un nombre important de pays. Le Groupe est, de fait, exposé à des risques incluant notamment : changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, corruption, faits de guerre, d'émeutes ou de terrorisme, effets extraterritoriaux de certaines législations et mécanismes de sanctions, escalade tarifaire. De plus, dans certains pays, un conflit avec l'État concerné ou d'autres entités publiques locales pourrait rendre plus difficile la défense par le Groupe de ses droits devant des tribunaux locaux. Par exemple, aux États-Unis, la Loi CAATSA (*Countering America's Adversaries Through Sanctions Act*) du 2 août 2017 permet (de manière discrétionnaire) au Président des États-Unis d'infliger des sanctions secondaires à toute entité qui participerait, notamment par le biais d'un financement, à la construction et/ou à l'entretien d'un pipeline d'exportation de gaz russe (Section 232). Le Département d'État avait publié le 31 octobre 2018 des clarifications publiques ("*guidance*") sur la manière dont il entendait mettre en œuvre la loi en pratique. Dans ce cadre, le Département d'État indiquait que les projets débutés/initiés avant le 2 août 2017 n'étaient pas soumis à d'éventuelles sanctions au titre de cette Section 232. Il est précisé qu'il fallait entendre par "projets initiés avant le 2 août 2017" tout projet ayant fait l'objet d'un contrat signé avant cette même date, ce qui est le cas du projet Nord Stream 2, exclu *de facto*. Le 20 décembre 2019, de nouvelles dispositions (article 7503 du *National Defense Security Act* de 2020 ou "PEESA" (*Protecting Europe's Energy Security Act*)) ont été votées par le Congrès des États-Unis visant à sanctionner à l'issue d'un délai de trente jours, après publication d'un rapport par le Congrès, les sociétés fournissant des navires de pose des tuyaux du projet Nord Stream 2. De fait, les travaux ont été immédiatement suspendus par la société Allseas en charge de ceux-ci. Ces mesures ne visent aucunement les financeurs du projet tels qu'ENGIE. Le 15 juillet 2020, le Département d'État a publié une nouvelle guidance afférente à la loi CAATSA qui annule et remplace à date la précédente guidance. Celle-ci inclut désormais dans son champ d'application tous les projets qu'ils aient été initiés avant ou après le 2 août 2017 et donc Nord Stream 2. Toutefois elle ne remet pas en cause les actions passées sous l'empire de la précédente guidance qui ne sont pas sujettes à sanctions. La nouvelle guidance indique en effet que les sanctions ne sont pas rétroactives, elles sont donc seulement applicables aux actions en cours à compter du 15 juillet 2020, ce qui exclut le financement apporté par ENGIE de leur champ d'application (voir Note 17.1.1.3 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"). Le 1er janvier 2021, le Congrès a adopté, dans le cadre du "*National Defense Authorization Act for fiscal year 2021*" en sa Section 1242, une nouvelle législation appelée "PEESCA" (*Protecting Europe's Energy Security Clarification Act*), qui vient modifier la précédente législation "PEESA" en élargissant le champ potentiel des sanctions notamment à toutes les activités afférentes à la pose de *pipe-lines*, aux activités d'assurance ou encore d'inspection liées au projet Nord Stream 2. Il est possible que la législation américaine évolue. ENGIE suit de près tout potentiel changement. Les engagements contractuels de financement d'ENGIE, signés avant le 2 août 2017, ont été remplis et ENGIE ne procédera plus à aucun autre versement. Ces activités passées d'ENGIE ne rentrent pas dans le champ de ces législations. Le 23 février 2022, la société Nord Stream 2 AG ainsi que son CEO, Monsieur Matthias Warnig, ont été désignés aux États-Unis comme personnes bloquées (SDN person).	La diversité des implantations du Groupe permet une certaine atténuation du risque pays. Des seuils d'attention par pays, ou groupe de pays, permettent de piloter l'exposition du Groupe. Le Groupe gère aussi ces risques dans le cadre de partenariats et de négociations contractuelles propres à chaque implantation. Il détermine ses choix d'implantations en appliquant une procédure d'investissement formalisée qui évalue les risques. L'insertion de clauses d'arbitrage international dans les contrats significatifs est aussi systématique que possible. La nouvelle organisation lancée en 2021 rend les *Global Business Units* responsables de leur compte de résultat. Chacune d'entre elles est placée sous la supervision d'un Directeur Général Adjoint du Groupe, membre du Comité Exécutif. Cette organisation est renforcée par une gestion au plus près du terrain des évolutions politiques et réglementaires de chaque pays d'implantation tout en assurant une prise en compte du risque pays et des mesures de gestion du risque au niveau adéquat.

Description	Mesures de gestion des risques
Dans ces circonstances nouvelles, le Groupe respectera strictement les mesures de sanctions applicables à la société Nord Stream 2 AG et au projet Nord Stream 2 et sera attentif à toutes les conséquences, notamment comptables, des décisions qui seront prises concernant la société Nord Stream 2 AG et le projet Nord Stream 2 (Voir Note 17.1.1.3 "Prêts et créances au coût amorti" de la Section 6.2 "Notes aux comptes consolidés"), en particulier les incidences liées à une éventuelle cessation de paiement de Nord Stream 2 AG.	

2.2.1.7 Risque sur le renouvellement des concessions hydrauliques en France

Description	Mesures de gestion des risques
	
L'hydroélectricité représente une part importante de la production d'électricité française. L'État a accordé des concessions qui viennent progressivement à échéance, ou qui sont déjà échues, et qui devraient être remises en concurrence à leur échéance sur la base de la Directive européenne relative à l'attribution des contrats de concession (Directive du 26 février 2014). Aucune procédure de mise en concurrence n'a toutefois été lancée en France. Les concessions arrivées à échéance sont mises en "délais glissants" comme le permet le Code de l'énergie. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte a également introduit la notion de chaînes d'aménagements hydrauliquement liés (ou barycentres), qui permet de regrouper plusieurs concessions attribuées sur un même cours d'eau mais ayant des échéances différentes, pour précisément fixer une date d'échéance commune. La mise en œuvre de la Directive concessions en France et les incertitudes qui l'accompagnent, notamment au regard de la position de la France visant à la création d'un pôle public de l'hydraulique pour l'essentiel des concessions du marché français, génèrent des incertitudes sur l'avenir des concessions de la SHEM. Concernant CNR, après un processus de concertation de plus de huit ans, la loi "Aménagement du Rhône" a été définitivement adoptée par le Parlement le 17 février 2022. Elle valide le modèle de CNR en France qui confie à un opérateur unique les trois missions solidaires et indissociables (hydroélectricité, transport fluvial et irrigation) et prolonge la concession jusqu'en 2041.	Le Groupe est pleinement engagé aux côtés de CNR, au sein d'une gouvernance équilibrée entre le public et le privé qui accorde toute sa place à l'État concessionnaire. Par ailleurs, le Groupe veille à défendre ses intérêts et à trouver des solutions à même de préserver l'avenir de la SHEM, notamment en ce qui concerne l'organisation du marché hydroélectrique français et de manière à trouver des solutions équitables dans le respect de la réglementation.

2.2.1.8 Risque de désaccord avec le régulateur australien sur les conditions de réhabilitation de la mine de charbon d'Hazelwood

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans le cadre de sa stratégie de sortie progressive de ses actifs charbon, le Groupe a fermé en 2017 en Australie la centrale d'Hazelwood de production d'électricité à partir du charbon issu de la mine attenante. Le Groupe est désormais engagé dans le démantèlement de la centrale et la réhabilitation du site visant à garantir une stabilité du terrain et des parois sur le long terme. Le projet de réhabilitation repose sur la création d'un lac dans le vide laissé par la mine à ciel ouvert. Plusieurs options techniques ont été étudiées concernant le format du lac de mine (complet ou partiel) et l'origine de l'eau susceptible d'être utilisée pour remplir le lac. En cas de non-approbation réglementaire des options préconisées par le Groupe, il pourrait devoir faire face à des délais et des coûts de réhabilitation plus importants que prévu, ce qui aurait un impact sur le niveau des provisions (voir Note 20.3.2 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés").	Le Groupe poursuit ses études et ses échanges avec le régulateur australien et les différentes parties prenantes afin de mettre en œuvre la meilleure solution en matière de sécurité et de coûts. L'approbation de procéder à la mise en eau du vide de fouille de la mine a été accordée en août 2021 par les autorités compétentes. Le remplissage a commencé immédiatement, opération qui reste compatible avec les différents scénarios envisagés (lac de mine complet ou partiel).

2.2.2 Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux

Les activités du Groupe l'exposent à de nombreuses normes et réglementations (relatives au respect et à la protection de l'environnement et des personnes ou à la transition énergétique). Sa stratégie et ses résultats pourraient être impactés par les textes législatifs mentionnés ci-après, ou d'autres à venir.

Au plan international

Six ans après l'adoption de l'Accord de Paris, accord universel sur le climat, la COP26 a acté des modalités concrètes de poursuite de la démarche en conviant les pays à revisiter et renforcer leurs contributions nationales d'ici fin 2022 au lieu de 2026. Rendues en août 2021, les premières conclusions du 6e rapport spécial du GIEC (Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat) sont très claires : au rythme actuel, la situation est critique, avec un réchauffement largement supérieur aux 2°C. Pour faire face à ce contexte, le Groupe a annoncé une ambition renforcée dans la lutte contre le changement climatique avec un engagement de **neutralité carbone à 2045** ambition qui s'appuiera sur une trajectoire "*well below 2°C*", et des objectifs quantitatifs de réduction des gaz à effet de serre (GES). Au service de cette stratégie, le Groupe combinera divers moyens dont la **sortie charbon au plus tard en 2027** et une **forte accélération du développement des énergies renouvelables**. Conscient des conséquences de la matérialisation du risque "changement climatique", ENGIE se donne un objectif quantifié d'émissions évitées chez ses clients à 2030, soit 45 Mt CO_2éq et en incitant et aidant ses principaux fournisseurs à se décarboner.

En Europe

La politique européenne en matière de climat et d'énergie promeut l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de GES, l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique et la formation à l'échelle européenne d'un prix du carbone. La nouvelle Commission européenne a proposé une augmentation significative des ambitions de décarbonation dans le contexte du *European "Green New Deal"*, avec une cible de réduction des GES de -55% (contre 40% auparavant) à l'horizon 2030 (par rapport à 1990). Ceci va mécaniquement de pair avec des propositions de hausses des ambitions en termes d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. La stratégie Hydrogène publiée le 8 juillet 2020 par la Commission européenne ainsi que la mise en place sous son impulsion de l'*European Clean Hydrogen Alliance*, les stratégies hydrogènes ambitieuses publiées par différents États (Allemagne, Portugal, etc.) dont la France joueront également un rôle dans cette politique de décarbonation de l'économie européenne. Ceci devrait se faire dans une logique d'intégration des systèmes énergétiques afin notamment d'optimiser le coût de la transition, qui peut représenter une opportunité de valoriser le rôle des infrastructures gaz et de leur adaptation dans la perspective d'un essor de l'hydrogène et des moyens de le transporter et de le stocker, sans oublier bien sûr le rôle que des gaz verts comme le biométhane, en complément de l'électricité renouvelable, sont également appelés à jouer. Ces évolutions constituent potentiellement des accélérateurs de croissance pour le Groupe si elles s'accompagnent bien d'un cadre régulatoire et financier adapté à ces ambitions.

Certaines initiatives sectorielles telles que la nouvelle politique de prêt en matière d'énergie de la Banque européenne d'investissement ou les initiatives règlementaires sur la "Taxonomie", destinée à favoriser les investissements considérés comme durables, pourraient constituer des risques dès lors qu'ils conduiraient à limiter l'accès à des financements pour des activités que le Groupe considère comme indispensables pour atteindre les objectifs européens de décarbonation, notamment le rôle transitionnel du gaz naturel (passage du charbon au gaz, gaz naturel en *back-up* des énergies renouvelables intermittentes). La Commission européenne a proposé un nouveau texte (acte délégué) fin décembre 2021, décrivant les conditions auxquelles les activités nucléaires et gazières doivent souscrire pour figurer dans la taxonomie. Le développement positif est donc que la Commission propose l'introduction du gaz dans la taxonomie comme activité de transition. Le Groupe continue d'analyser les conditions qui accompagnent cette proposition d'inclusion du gaz.

Enfin, les problématiques liées aux pollutions des sols font l'objet d'un suivi spécifique (voir Section 3.5.4.11). Ces sujets font l'objet de provisions dans les comptes lors de démantèlement et réhabilitation de sites (voir Note 20 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

2.2.2.1 Place du gaz dans le mix énergétique en France

Description	Mesures de gestion des risques
La stratégie dominante de la politique énergétique, qui ressort des réglementations énergétiques nationales adoptées en 2019 (Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC), Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), Loi Énergie-Climat (LEC)), et qui vise la décarbonation par une électrification renforcée et rapide des usages, peut influer grandement sur les parts de marché du gaz naturel. Cette vision emporte un certain nombre de risques en cours d'évaluation, notamment concernant l'accroissement des besoins de pointe électrique et le coût additionnel nécessaire pour y répondre ainsi que la difficulté récurrente d'équilibrage du réseau électrique, face auxquels le vecteur gaz (gaz naturel et progressivement gaz verts), compte tenu de ses qualités en termes de flexibilité, de stockage et de densité énergétique, pourrait apporter des solutions adaptées. De plus, la nouvelle réglementation thermique dite "RE2020" entrée en vigueur à l'été 2020, modifie les modalités de prise en compte de l'empreinte CO_2 dans les nouvelles constructions en faveur de l'électricité et relance le chauffage électrique dans le neuf au détriment du gaz. Par ailleurs, le projet européen de "Taxonomie" mentionné plus haut crée une incertitude sur le financement de certaines activités du Groupe liées aux gaz renouvelables (biométhane et hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable) si elles n'étaient pas labellisées "vertes" en fonction des critères définis par le futur Règlement européen.	Le Groupe renforce, auprès des pouvoirs publics français et des autorités européennes, ses actions de promotion du gaz comme vecteur indispensable à l'accélération et à la réalisation d'une transition énergétique résiliente et abordable sur différents thèmes (notamment la défense de l'usage chauffage via le développement des pompes à chaleur hybrides, la compétitivité des gaz verts, le *market design* du biométhane, la complémentarité des énergies). Le Groupe a défini une stratégie de développement des gaz renouvelables à travers le lancement d'un Plan Industriel et Commercial pour le développement de la production du biométhane d'origine agricole (effluents et résidus de culture) et le passage à l'échelle industrielle de cette filière en France. En aval de la chaîne de production, les réseaux de transport et de distribution du Groupe adaptent leurs infrastructures pour permettre l'acheminement du biométhane aux clients au moindre coût. Le Groupe travaille également au développement des filières biométhane de deuxième génération, avec le recours à la pyrogazéification de la biomasse. Il se positionne par ailleurs comme précurseur pour développer et investir dans des projets de production d'hydrogène vert à partir de l'électrolyse de l'eau par de l'électricité renouvelable, à convertir certaines de ses cavités salines pour le stockage de cet hydrogène et à améliorer les conditions techniques de son injection dans les réseaux de gaz ou à la reconversion des infrastructures existantes pour transporter de l'hydrogène pur afin d'établir la crédibilité de l'hydrogène renouvelable comme une composante clé du futur mix énergétique français. Par ailleurs, le Groupe entend rééquilibrer son portefeuille d'infrastructures vers des géographies en croissance.

2.2.2.2 Risque de variations climatiques ayant un impact sur la demande et la production d'énergie

Description	Mesures de gestion des risques
	
Les informations présentées ici et dans la Section 3.3.1 "Impact du changement climatique - Risque F" rendent compte des risques financiers liés aux effets du changement climatique et des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité. À court terme, les phénomènes météorologiques (variation de température, inondation, vent, sécheresse, vagues de chaleur) ont un impact sur la production (en cas de manque d'eau dans les barrages notamment) et sur la demande d'énergie (fourniture de gaz en cas d'hiver chaud par exemple). Ils ont un effet direct sur les résultats du Groupe. À plus long terme, le changement climatique pourrait avoir un impact plus large sur les activités du Groupe : modification des besoins régionaux ou saisonniers en énergie, modification de la production du parc, obligation de réduction des émissions de CO_2éq. et régulations croissantes, conflits d'usage de l'eau, hausse des niveaux et de la température des mers et des fleuves, préservation des puits naturels de carbone et conflit d'usage de la biomasse, etc.	(voir également Section 3.5.4 "Les actions du Groupe") Pour ajuster l'offre aux fluctuations de la demande annuelle, ENGIE optimise son portefeuille d'actifs, de ressources gazières avec la modulation de ses approvisionnements et le pilotage de ses stockages souterrains, et du parc de production électrique. Pour gérer le risque à plus long terme, ENGIE agit à différents niveaux : • Le Groupe s'est fortement engagé dans la lutte contre le changement climatique, via l'investissement dans les technologies bas carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre et une démarche d'adaptation. Le Groupe promeut la généralisation au niveau international de prix du carbone, afin d'accélérer la transition vers une société bas carbone tout en garantissant une équité de traitement pour l'ensemble des acteurs. • Le Groupe s'est donné des objectifs à l'horizon 2030, en matière d'émissions de gaz à effet de serre et d'énergies renouvelables (voir Section 1.5.2 "Atteinte des objectifs RSE à horizon 2030") et une ambition de neutralité carbone d'ici 2045 sur l'intégralité de ses émissions de GES directes et indirectes. L'accroissement de son parc d'énergies renouvelables, la substitution du gaz naturel par du gaz renouvelable et le développement d'offres de services décarbonées constituent des axes majeurs de la stratégie d'ENGIE en faveur de la transition énergétique. Ainsi après avoir obtenu une certification 2°C par SBTi de sa trajectoire d'émissions de GES à 2030, le Groupe vient de s'engager sur un processus de certification d'une trajectoire compatible "*well below 2°C*" (voir Section 3.1.4 *"Certification Science-Based Targets"*). • Le Groupe élabore progressivement des plans d'adaptation afin de se préparer à une intensification des événements météorologiques extrêmes. • Après avoir anticipé la mise en œuvre de l'article 173 de la loi de transition énergétique française quant à une plus grande transparence sur les risques climat, le Groupe a suivi les travaux de la TCFD (*Task force on Climate related Financial Disclosure*) et s'est donné jusqu'à 2023 pour la mise en œuvre progressive de ces recommandations.

2.2.3 Risques économiques et concurrentiels

L'activité du Groupe est impactée par le niveau de la demande en énergie et les prix des matières premières ainsi que par la mutation profonde du secteur de l'énergie (décentralisation et décarbonisation de la production, énergies renouvelables, nouvelles technologies, digitalisation, nouveaux profils de concurrents, etc. (voir Sections 1.1.1 "Présentation" et 1.6 "Présentation des activités du Groupe").

Le risque lié à une situation économique dégradée en cas de prolongation de la crise de la Covid-19 n'apparait plus dans les risques majeurs du Groupe compte tenu de l'amélioration de la situation sanitaire par rapport à 2020 et à une moindre exposition du Groupe aux activités de services.

2.2.3.1 Risque de concurrence accrue sur les métiers de vente d'énergie et de services avec un impact sur les marges

Description	Mesures de gestion des risques
Dans ses différents métiers, le Groupe est en concurrence avec des acteurs d'une diversité de plus en plus grande : tant par leur taille (acteurs internationaux ou locaux émergents) que par la variété de leurs métiers. La décentralisation des systèmes de production d'énergie induite par la transition énergétique permet à des acteurs de taille plus réduite de se positionner en concurrence avec le Groupe sur certaines activités (photovoltaïque, services). L'émergence des technologies digitales et de la *smart energy* impacte la chaîne de valeur de l'électricité et du gaz, et aussi plus largement des services avec de nouveaux concurrents issus des technologies de l'information et des équipementiers. Plus généralement, sur les marchés de l'énergie, la concurrence tend à s'intensifier avec des acteurs (compagnies pétrolières, etc.) de plus en plus actifs sur la totalité de la chaîne de valeur. Le Groupe souhaite développer ses activités de *trading* vers de nouveaux produits et de nouveaux marchés, en particulier pour accompagner la décarbonisation de ses activités. Dans ce contexte il devra faire face à de nouveaux concurrents. Dans ce contexte très concurrentiel, le Groupe doit faire face à plusieurs enjeux : • le maintien de ses parts de marché sur les ventes d'énergie et de services dans les pays où il est historiquement présent, avec parfois une position de *leader* sur ces marchés, tout en assurant un niveau de rentabilité optimal, le maintien d'un seuil de rentabilité optimal dans un contexte de protection accrue des consommateurs face à la flambée des prix des énergies (voir Section 2.2.1.3 "Risque d'intervention des États en vue de protéger le consommateur final") ; • le renouvellement rentable des concessions de réseaux de chaleur et d'infrastructures électrique ; • le développement de ses activités et de son portefeuille clients dans des pays ciblés.	Le Groupe réalise une surveillance constante de son positionnement concurrentiel au travers de dispositifs de veille adaptés. Il développe régulièrement de nouvelles offres pour répondre à l'évolution des attentes clients : digitalisation, verdissement des offres, développement de solutions "neutralité carbone". Il améliore en permanence la performance d'exploitation des réseaux qu'il opère et veille à verdir progressivement leur mix énergétique.

2.2.3.2 Risque de baisse des revenus issus des centrales de production d'électricité dans la région du Golfe à l'arrivée à échéance des contrats long terme

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans les pays du Golfe, ENGIE intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs (principalement de centrales combinées à gaz) et vend l'électricité et l'eau produites dans le cadre de contrats publics d'achat d'électricité et d'eau à long terme (*Power (& Water) Purchase Agreement – P(W)PA*). À l'échéance de ces contrats, les actifs se trouveront dans un environnement commercial incertain impacté par le régime juridique et réglementaire en vigueur à ce moment-là. Plusieurs issues sont possibles, pouvant avoir un impact sur les revenus du Groupe : • prolongation des contrats à des conditions à négocier ; • vente de l'électricité produite sur les marchés, exposée à la volatilité des prix de marché (cas d'Oman) ; • mise sous cocon des actifs en cas de surcapacité temporaire du marché ; • fermeture définitive des actifs.	Le Groupe mène une étude approfondie des marchés et agit de façon proactive en vue de prolonger ou remplacer ces contrats, en participant au processus de prolongation des contrats organisé par les autorités nationales compétentes. L'accent mis sur la performance et la flexibilité des centrales augmente également les chances d'une position commerciale compétitive.

2.2.4 Risques financiers

L'évolution de la situation internationale liée à la guerre en Ukraine reste incertaine à ce stade, et fait l'objet d'un suivi par le Groupe qui est attentif à toutes les conséquences potentielles de la crise notamment sur l'activité et les résultats (marchés et prix des matières premières, approvisionnement, valeur de certains investissements (voir Section 2.2.1.6 "risque pays")).

2.2.4.1 Risque de marché sur matières premières

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe est principalement exposé à deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix, directement liés aux fluctuations des prix de marché, et les risques de volume (risque météorologique et/ou dépendant de l'activité économique). Le Groupe est exposé à ces risques, en particulier sur le gaz, l'électricité, le CO_2 et d'autres produits verts ou blancs liés à la transition énergétique (Garanties d'Origine, CEE-certificats d'économie d'énergie, et CRM-*Capacity Remuneration Mechanism*) (voir Note 18.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés"). Le Groupe a fortement réduit son exposition aux risques de marché ces dernières années après la cession de ses centrales thermiques aux États-Unis, de ses activités d'exploration-production et de GNL, et de ses centrales charbon européennes. Son exposition au risque de prix reste néanmoins importante sur ses actifs nucléaires, hydrauliques et thermiques gaz. Les actifs renouvelables, qui sont très largement contractés jusqu'en 2030, génèrent peu d'exposition au risque de prix mais sont exposés aux risques liés à leur caractère intermittent. À l'exception des activités de *trading*, l'évaluation des risques de marché est réalisée au travers de leur impact sur l'EBITDA. Ainsi, les principaux indicateurs de risques pour la gestion de portefeuilles d'énergie comprennent des sensibilités aux variations unitaires de prix, des EBITDA *at Risk*, des ratios de couverture des portefeuilles et des *stress tests* basés sur des scénarios défavorables prédéfinis. Pour les activités de *trading* et conformément aux standards du marché, les indicateurs de risques comprennent des sensibilités, des *Value at Risk* (VaR) et des *stress tests* (voir Note 18.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés").	Le Groupe a mis en place une gouvernance spécifique pour la maîtrise des risques de marché et de contrepartie reposant sur : • le principe général de séparation entre gestion et contrôle des risques ; • un Comité des Risques Marché Énergie (CRME) au niveau du Groupe en charge de la validation des politiques de risques et du suivi de l'exposition consolidée ; • le suivi de mandats de risques de marché et de contrepartie, et • une filière de contrôle spécifique coordonnée par la Direction Financière. Une partie des activités de production d'électricité, hors Europe, est assurée par des contrats de vente d'électricité à long terme appelés *Power Purchase Agreements* (PPA) dans lesquels les variations des coûts opérationnels, en particulier des combustibles, sont transférées en *pass-through* dans le prix de vente de l'électricité. Ceci limite fortement l'exposition aux risques de variation des prix des combustibles, même si, dans certains contrats, le transfert n'est pas réalisé totalement à l'identique. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions, que ce soit sur les courbes à terme pour le risque prix ou à plus court terme sur les risques liés à l'intermittence de la production renouvelable.

2.2.4.2 Risque de change (translationnel, transactionnel, de conversion)

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe est exposé aux risques de change, définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change, dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en : • un risque transactionnel lié aux opérations courantes ; • un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession ; et • un risque translationnel qui provient de la conversion lors de la consolidation des éléments de l'état de situation financière et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollars américains, en réals brésiliens et en livres sterling. Dans un contexte de marché particulièrement volatile, le risque translationnel reste un risque significatif pour le Groupe. La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net ainsi qu'une analyse de sensibilité aux risques de change, sont présentés respectivement dans la Note 18.1.3. et la Note 18.1.4 de la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés".	Dans le cadre de la politique de risques de change du Groupe, le risque transactionnel récurrent fait l'objet d'une couverture systématique dès lors que ce risque est matériel et quasi certain. Lors de l'instruction des dossiers d'investissement, le risque transactionnel spécifique fait l'objet d'une stratégie de couverture au cas par cas. Enfin, le risque translationnel fait l'objet de stratégies de couverture partielle, sous réserve d'un coût de couverture raisonnable et d'une liquidité suffisante du marché au regard du risque de dépréciation de la devise.

2.2.4.3 Risque fiscal

Description	Mesures de gestion des risques
	
Compte tenu de leurs contraintes budgétaires, que l'accroissement des dettes publiques résultant de la crise sanitaire de la Covid-19 ne fait qu'exacerber, ainsi que des pressions de la société civile, de nombreux États ont introduit des mesures anti-abus, générales et spéciales, au champ d'application étendu et en partie subjectif, et ont donné à leurs services de contrôle des pouvoirs d'investigation renforcés. C'est ainsi que les États membres de l'Union européenne ont transposé plusieurs Directives visant la lutte contre l'optimisation fiscale (voir Directive ATAD1 et 2 (1), DAC6 (2)) et la Commission leur a proposé des mesures complémentaires lors de sa communication du 18 mai 2021 qui devraient être formalisées dans de nouvelles directives à court terme. Dans le cadre des discussions actuelles sur les défis de la digitalisation de l'économie, au sein de l'OCDE et de son cadre inclusif, d'autres projets de réforme de la fiscalité internationale sont prévus : le Groupe pourrait être impacté par le pilier 2 de ce projet visant à instaurer, dès 2023, une taxe supplémentaire au niveau de la juridiction de la maison mère au titre des résultats consolidés réalisés par le Groupe dans une juridiction où ils bénéficient d'un taux effectif inférieur à 15%. L'augmentation de sa charge fiscale pourrait venir soit de l'accroissement des taux d'imposition locaux soit du prélèvement complémentaire dans la juridiction de sa maison mère. Elle serait complétée d'un renchérissement de ses coûts de conformité compte tenu de l'extrême complexité du projet à date. Le Groupe sera tout particulièrement sensible au sort réservé aux pertes reportables anciennes dans le calcul des taux effectifs d'imposition par juridiction. La Commission prévoit de relayer ce projet en proposant une Directive en 2022. En complément de ces mesures, la Commission souhaite réactiver à moyen terme son ancien projet d'harmonisation européenne (voir ACCIS (3)) qui représenterait un changement significatif de la fiscalité en Europe. Ces projets de réforme créent des incertitudes et peuvent impacter les résultats du Groupe à des horizons différents.	Le Groupe a élaboré et publié une politique fiscale en 2020. Elle est disponible sur https://www.engie.com/ La politique souligne l'importance de la fiscalité pour le Groupe et son attachement à un système fiscal durable, stable et clair, administré de manière équitable et transparente. La fonction fiscale et la gestion des risques est confiée au Directeur financier du Groupe et plus particulièrement à la Direction Fiscale Groupe qui informe le Comité d'Audit de la mise en œuvre de la politique fiscale et du dispositif de contrôle interne. Des procédures internes, comprenant des mécanismes de contrôle réguliers, ont été mises en place pour s'assurer du respect des obligations fiscales dans les pays concernés. Des procédures couvrent également le choix d'implantation des structures du Groupe. Le Groupe ne prend pas de positions fiscales spéculatives qui créent un risque fiscal ou qui ne reflètent pas leur réalité économique. Le Groupe entretient des relations officielles, ouvertes et constructives avec les gouvernements et autorités fiscales et suit attentivement les projets de réforme. De plus, ses pratiques fiscales sont conformes à son Code éthique et à ses principes en matière de responsabilité environnementale, sociale et sociétale. Ainsi, le Groupe considère qu'il respecte les exigences posées par l'article L22-10-36 du Code de commerce en matière de lutte contre la fraude fiscale.

(1) ATAD : Anti Tax Avoidance Directive
(2) Directive relative à la Coopération administrative
(3) ACCIS : Assiette commune consolidée pour l'impôt des sociétés

2.2.4.4 Risque sur le financement des pensions de retraite

Description	Mesures de gestion des risques
	
Une part significative des engagements de retraite et des actifs affectés à ces plans est concentrée en France et en Belgique. Les autres régimes de retraite à prestations définies concernent principalement l'Europe et le Brésil. Au cours des dernières années, le Groupe a fermé de nombreux régimes à prestations définies au profit de régimes à cotisations définies. La Note 21 de la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés" précise les éléments évalués et comptabilisés. Le calcul des engagements est estimé par des méthodes actuarielles utilisant des méthodologies, hypothèses et modèles pour l'évaluation des passifs ou la détermination des allocations d'actifs et des risques associés qui peuvent avoir un impact significatif sur les niveaux de couverture et les besoins de financement. En France, le régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) est un régime légal et les engagements afférents sont estimés sur la base d'hypothèses actuarielles et de règles régissant respectivement les prestations versées par les régimes de droit commun et les montants restant à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles peuvent faire l'objet d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements du Groupe et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes. Des engagements importants, au titre d'autres avantages au personnel postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme du personnel en activité, s'ajoutent aux passifs de retraites ; il s'agit notamment de l'avantage en nature énergie consenti au personnel du périmètre IEG pendant la période de retraite. Les niveaux de couverture et les besoins de financement des plans de retraite du Groupe varient en fonction de la performance des marchés financiers et des allocations d'actifs retenues, du niveau des taux d'intérêt et d'inflation ainsi que de l'évolution des cadres juridiques et réglementaires applicables. Concernant certains plans, hors périmètre IEG, ENGIE pourrait être amené à financer partiellement ou totalement toute différence entre la valeur de marché des actifs et les niveaux de couverture prévus, ou toute insuffisance de rendement des actifs au regard de taux moyens minimums garantis. Globalement sur l'année 2021, les fonds affichent pour la plupart une performance positive.	Le Groupe a mis en place une politique de couverture des engagements de retraites spécifiques à chacun des pays et législations concernées. Sur le périmètre IEG, le financement du régime s'effectue via l'externalisation d'actifs dans le cadre de contrats d'assurance vie. Pour la majeure partie des régimes à l'international, la couverture des passifs s'effectue via le financement de fonds de pension dans lesquels le Groupe s'efforce d'être présent dans la gouvernance autant que les législations le permettent. L'avantage en nature énergie consenti au personnel du périmètre IEG pendant la période de retraite n'est pas couvert.

2.2.4.5 Risque de contrepartie

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) – voir Note 18.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés". L'impact peut se ressentir au niveau du paiement (non-paiement de prestations ou de livraisons réalisées), de la livraison (non-livraison de prestations ou de fournitures payées), des actifs (perte de placements financiers) ou du manque à gagner en cas de faillite du client ou de coûts supplémentaires en cas de défaillance d'un fournisseur. Le développement d'offres vertes au travers de *Corporate PPAs* sur des durées plus longues que les ventes traditionnelles conduit à une augmentation de ces risques de contreparties. En outre ces contrats sont souvent signés avec des contreparties qui ne sont pas toujours *Investment Grade* (*rating* AAA à BBB-).	La solidité financière des clients est évaluée avant signature de contrats, via une méthodologie et des outils communs à l'ensemble du Groupe. Les risques sont gérés au travers de contrats-cadres avec des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de *netting*, appels de marge, ou via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés. Les activités opérationnelles peuvent en outre donner lieu à des prépaiements et à des procédures de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse. La Note 18.2 de la Section 6.2 "Comptes consolidés" apporte des précisions sur ces mesures de risque dans le cadre de la crise de la Covid-19.

2.2.4.6 Risque sur le rendement des montants de provision investis par Synatom en vue du démantèlement nucléaire et de la gestion du combustible usé

Description	Mesures de gestion des risques
	
Synatom investit sur les marchés financiers le montant des provisions versées par Electrabel pour couvrir les coûts du démantèlement des centrales nucléaires et de la gestion du combustible usé (voir Note 20.2.4 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"). Si, lors de l'utilisation des fonds il s'avérait que les montants provisionnés étaient insuffisants, Electrabel devrait compenser l'écart. À plus court terme, la valeur des placements de Synatom est couverte par un contrat de garantie de valeur entre Electrabel et Synatom par lequel, si à l'échéance de ce contrat (en 2025), la valeur de marché était inférieure à la valeur comptable, Electrabel devrait compenser l'écart de valeur.	Le pilotage des investissements est confié à une équipe dirigée par un directeur des investissements. Un comité des investissements composé d'experts, tous administrateurs de Synatom, est chargé de superviser les décisions d'investissement, dans le cadre d'une politique d'investissement imposant un profil de risque maîtrisé afin d'atteindre les objectifs de rendement et une diversification importante des risques, en s'appuyant sur une politique de contrôle des risques rigoureuse.

2.2.5 Risques industriels

Les domaines d'activité dans lesquels le Groupe opère comportent des risques industriels susceptibles de générer des dommages aux personnes, aux biens ou à l'environnement, en lien avec son profil d'énergéticien. Ces risques pourraient mettre en jeu sa responsabilité civile, pénale et/ou environnementale. Ils peuvent concerner des installations appartenant au Groupe ou gérées par lui pour le compte de clients, ou sur lesquelles interviennent des collaborateurs. La sécurité industrielle des installations sur lesquelles le Groupe intervient est une de ses préoccupations majeures. Le traitement de ces risques fait l'objet d'une attention soutenue et d'investissements spécifiques, et des audits des installations concernées sont conduits régulièrement.

Installations industrielles et sites Seveso

Le Groupe exploite ou construit des systèmes de transport, de distribution ou de stockage de gaz, de regazéification, de liquéfaction de gaz, de biométhanisation. Il exploite ou construit également des centrales de production d'électricité à partir de gaz, des ouvrages hydrauliques, des parcs éoliens et des installations photovoltaïques. Il effectue des prestations de services délivrées en milieu industriel. Certaines de ces installations sont du type "Seveso seuil haut".

2.2.5.1 Risques d'accident industriel

Description	Mesures de gestion des risques
	
Les risques d'accident industriel peuvent découler, par exemple, d'incidents d'exploitation, de défauts de conception ou d'événements extérieurs (actions de tiers, catastrophes naturelles). Ces accidents pourraient provoquer des blessures, des pertes humaines, des dommages aux biens ou à l'environnement, des interruptions d'activité et des pertes d'exploitation. L'adaptation des conditions de travail liée à la pandémie n'a pas eu d'impact sur la sécurité industrielle des installations exploitées par le Groupe. Les Plans de Continuité d'Activités (PCA) ont été adaptés à la pandémie et mis en œuvre. L'exploitation de l'ensemble des actifs industriels s'est poursuivie en maîtrisant les risques associés.	Le Groupe opère ses activités industrielles dans le cadre des réglementations de sécurité, dont la Directive européenne dite "Seveso III [(1)]". La maîtrise de ces risques industriels est assurée par la mise en œuvre de systèmes de management de la sécurité basés sur l'amélioration continue. Ces systèmes visent à diminuer le niveau de risque résiduel en traitant en priorité les risques les plus élevés. Par ailleurs, la sécurité industrielle est intégrée de manière spécifique (standards et référentiels) dans les programmes d'audit et de contrôle interne du Groupe. En outre, ENGIE mandate des experts externes pour auditer ses actifs industriels. Des audits réguliers sont réalisés par les autorités compétentes locales. La protection des systèmes de contrôle industriels est intégrée au déploiement de la politique de sécurité des systèmes d'information du Groupe. Ces risques sont pour la plupart couverts par des polices d'assurances. En cas de sinistre majeur, ces assurances pourraient s'avérer insuffisantes (voir Section 2.1.3 "Couverture des risques et assurances"). Un "Comité de Sécurité Industrielle Groupe" est en place pour superviser les actions Groupe et renforcer une culture uniforme et transverse sur le risque industriel. Il se réunit à un rythme semestriel, et autant que besoin sur des sujets spécifiques. La nouvelle organisation du Groupe avec la mise en place des GBU renforce la dimension "métier" du *management* des risques industriels en facilitant le partage des retours d'expérience et des bonnes pratiques. Le programme de prévention a fait l'objet en 2021 d'actions de renforcement, notamment : • la mise à disposition des entités opérationnelles d'un outil d'auto-évaluation de la maturité de leur système de *management* de la sécurité industrielle ; • l'accompagnement des entités développant leur système de *management* ; • l'élaboration de *guidelines* destinées à limiter les effets des incendies de forêt sur les actifs industriels du Groupe ; • le partage de bonnes pratiques pour le *management* du risque incendie sur les fermes photovoltaïques et sur les éoliennes. Une communauté d'experts en sécurité industrielle est animée de manière spécifique ; elle rassemble des représentants des différentes entités opérationnelles et permet d'échanger sur les retours d'expérience et les bonnes pratiques en matière de gestion des risques industriels.

(1) Directive 96/82/CE modifiée et abrogée par la Directive 2012/18/UE dite "Seveso III"

Activités nucléaires

Electrabel a établi des principes de gouvernance pour l'exploitation, la maintenance et le démantèlement de centrales nucléaires sur la base de son expérience d'exploitant et de prestataire de services. Il agit également sur le recrutement, la formation et la fidélisation de ses collaborateurs, à la fois pour le parc en exploitation, les entités de services au nucléaire et le développement de nouveaux services.

En Belgique, Electrabel, filiale du Groupe, détient et exploite sept réacteurs nucléaires à eau pressurisée répartis sur deux sites de production, Doel et Tihange.

2.2.5.2 Risque d'augmentation des coûts de traitement et de stockage des différentes catégories de déchets radioactifs en fonction des exigences techniques de l'ONDRAF

Description	Mesures de gestion des risques
• L'ONDRAF pourrait appliquer des critères d'acceptation plus stricts pour les déchets faiblement ou moyennement radioactifs de courte durée de vie (Catégorie A) (voir Section 2.2.1.1). Par le passé, les déchets de Catégorie A ont été conditionnés en respectant les critères d'acceptation de l'époque. Si ces critères d'acceptation devaient devenir plus stricts, ceci pourrait entraîner un besoin de reconditionnement. Il existe également un risque de retraitement de certains fûts de déchets nucléaires de moyenne activité suite à la découverte d'un gel à la surface de ceux-ci qui les a endommagés. Enfin, les tarifs de l'ONDRAF pourraient être amenés à évoluer à la hausse, conduisant à une augmentation du tarif d'enlèvement des déchets radioactifs issus de l'exploitation des centrales ; • Electrabel développe deux projets de construction de nouveaux bâtiments pour l'entreposage temporaire du combustible usé à la centrale de Tihange et à la centrale de Doel. Ces bâtiments sont nécessaires pour pouvoir entreposer temporairement le combustible usé sur les sites, poursuivre les activités sur les sites et préparer le démantèlement. Pour Tihange, le projet a obtenu les permis requis d'exploitation et d'urbanisme les 26 janvier 2020 et 21 février 2020 respectivement. Des recours en annulation ont été introduits à l'encontre de ces permis par des citoyens locaux. Les recours, non suspensifs, sont en cours. Pour Doel, le projet a obtenu les permis requis d'exploitation et d'urbanisme les 31 mai 2021 et 14 juillet 2021 respectivement. Aucun recours n'a été introduit à notre connaissance ; • Suite à la découverte d'un gel à la surface de certains fûts de déchets de moyenne activité, les procédés de conditionnement des déchets ont fait l'objet de contrôles par l'ONDRAF plus rigoureux et dont les critères d'acceptation sont plus stricts. Il en résulte que des accréditations de plusieurs procédés n'ont pas été renouvelées ou ont été retirées. Sans ces accréditations, le traitement de ce type de déchets devrait alors être externalisé.	• Un groupe de travail a été mis sur pied avec l'ONDRAF dans le but de traiter la problématique du stockage des déchets de catégorie A ; • Les recours introduits à l'encontre des permis sont suivis étroitement ; • Concernant l'accréditation de conditionnement des résines et des concentrats, le programme de validation d'un procédé se poursuit. En attendant ces déchets sont entreposés dans des réservoirs sur les sites.

(1) Directive 96/82/CE modifiée et abrogée par la Directive 2012/18/UE dite "Seveso III"

2.2.5.3 Risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sûreté nucléaire

Description	Mesures de gestion des risques
Le risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sûreté nucléaire est susceptible de détériorer les objectifs de performance. La performance industrielle et la sûreté des installations nucléaires d'Electrabel sont en amélioration sur la période 2020-2021 et les principaux indicateurs sont en bonne progression. La disponibilité du parc de production nucléaire à fin décembre 2021 s'établit à 92%, correspondant à une production de 47,9 TWh, une disponibilité inégalée depuis l'année 2000. La disponibilité du parc de production nucléaire s'établissait en 2020 à 62,6%. Elle fut une année spécifique en termes de disponibilité avec de très nombreux arrêts planifiés en parallèle. Les raisons d'indisponibilité peuvent être de plusieurs natures : • problèmes techniques liés au vieillissement des installations ou à la fiabilité de certains équipements ; • nombre insuffisant d'opérateurs qualifiés sur site ; • saturation des stockages temporaires de déchets radioactifs.	• La gestion du vieillissement au niveau du parc de production fait l'objet d'un suivi renforcé. • Une politique et des actions spécifiques de maintien des compétences sont mises en place. • Plusieurs procédures d'accréditation de nouveaux fournisseurs ou d'équipements supplémentaires sont en cours avec les autorités. Une première accréditation a été obtenue pour un nouveau fournisseur de containers et les premiers containers sont en cours de fabrication.

2.2.5.4 Sûreté et sécurité nucléaire

Description	Mesures de gestion des risques
	
Bien que, depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, les sites de Doel et Tihange en Belgique n'aient jamais connu d'incident majeur de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement, ils sont susceptibles de mettre en jeu la responsabilité civile d'Electrabel, notamment en cas d'accident nucléaire ou de rejets importants de radioactivité dans l'environnement	Electrabel a mis en œuvre un dispositif de contrôle interne et industriel sur la sûreté nucléaire et la sécurité des installations conforme aux standards extrêmement élevés de la profession et qui s'exerce à plusieurs niveaux : • le Rapport de Sûreté fixe les structures de contrôle du *design*, des procédures d'exploitation et définit les ressources humaines dédiées ; • les principes de sûreté sont intégrés dans la gestion opérationnelle des centrales ; • le respect des principes fait l'objet d'une supervision managériale à plusieurs niveaux ; • le respect des principes fait l'objet de contrôles indépendants des organisations opérationnelles ; • il peut s'appuyer sur des points de contrôles nombreux, documentés et quantifiés, ainsi que sur des audits. Toute personne amenée à travailler dans une centrale nucléaire a une qualification adéquate et est sensibilisée à sa responsabilité personnelle vis-à-vis de la sûreté nucléaire, en particulier les opérateurs de conduite. Dans l'exploitation, le respect des consignes de sûreté, de sécurité et l'état des installations sont soumis à des contrôles par l'AFCN, autorité de sûreté nucléaire belge, assistée par Bel-V, sa filiale d'appui technique, ainsi qu'à des contrôles indépendants réalisés par le département de sûreté nucléaire d'Electrabel qui dépend directement de son Directeur Général, indépendamment de la ligne hiérarchique qui gère les sites d'exploitation nucléaire. Par ailleurs, les deux sites nucléaires sont certifiés OHSAS 18001, ISO 45001, ISO 14001 et EMAS. Electrabel prend en compte les retours d'expérience et les "*peer review*" externes pour continuer d'améliorer la sûreté et sécurité des installations (catastrophes naturelles plus sévères, risques de cyber-attaques, sabotage). De plus, le risque terroriste est traité avec les autorités compétentes de l'État belge. Afin de renforcer la culture de sûreté à Doel et Tihange, Electrabel, en accord avec l'AFCN a mis en place un plan CORE (*COmmon REsponsibility*), concernant tant les fonctions centrales que les deux sites nucléaires. Ce plan a été clôturé avec succès par l'AFCN en août 2019. Les actions engagées font partie intégrante du système de *management* et suivies dans le cadre des inspections relatives au système de *management*. Aussi bien le département sûreté nucléaire en interne, que l'AFCN et les *peers* du World Association of Nuclear Operators (WANO) identifient un progrès au niveau de la culture de sûreté au sein d'Electrabel, le contexte de sortie progressive du nucléaire nécessitant par ailleurs une vigilance particulière.

2.2.6 Autres risques opérationnels

2.2.6.1 Cybersécurité

Description	Mesures de gestion des risques
L'utilisation de nouvelles technologies, la multiplication des objets connectés, l'évolution des systèmes de contrôle industriels, la généralisation des outils de mobilité, de l'informatique en *cloud* et le développement de nouveaux usages, dont les réseaux sociaux ou l'analyse approfondie de données, exposent le Groupe à des menaces sans cesse renouvelées. Des cyber-incidents tels que des attaques par rançongiciel, des vols d'informations personnelles ou sensibles, la corruption de systèmes de contrôle industriels ou la compromission des liaisons avec les clients ou fournisseurs du Groupe pourraient conduire à des blocages, des retards et/ou des surcoûts dans la gestion des services du Groupe ou de ses infrastructures de production. Ceci pourrait nuire aux activités ou à la réputation du Groupe. Le risque pourrait augmenter avec le développement de la digitalisation de ses métiers et l'essor du télétravail, la multiplication des attaques ou la limitation des couvertures de cyber-assurances disponibles.	Le Groupe adapte en permanence ses mesures de prévention, de détection et de protection de ses systèmes d'information et de ses données critiques. Ainsi, il dispose : • d'un Centre Opérationnel de Sécurité (SOC) en charge de la surveillance de ses infrastructures et applications critiques (gestion et industriels) et de la détection des incidents. Il agit au niveau mondial et est opéré conjointement avec la société Thalès ; • d'une équipe de réponse aux incidents cyber (CERT) garante de la bonne réaction aux cyberattaques en assurant la coordination de toutes les entités de Groupe et l'interaction avec les organisations cyber externes telles que l'Agence Nationale de la Sécurité des Systèmes d'Information ; • de contrôles renforcés pour les accès à ses plateformes internes et *cloud*. L'usage d'outils collaboratifs sécurisés dans le *cloud,* avec l'authentification à deux facteurs, a permis de ne pas accroître l'exposition au risque cyber durant la crise de la Covid-19 tout en permettant la continuité des opérations ; • de dispositifs de prévention d'intrusion sur ses réseaux et systèmes ainsi que de chiffrement de ses données sensibles ; • d'une cyber-assurance. Pour se conformer aux réglementations (ex. Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles, Directive européenne n° 2016/1148 sur la sécurité des réseaux et des systèmes d'information), des évaluations sont organisées auprès des sites ou des applications concernées et certaines entités du Groupe ont engagé des démarches de certification de la sécurité de leurs systèmes d'information de type ISO 27001. ENGIE travaille également avec une agence de cyber notation afin d'avoir un contrôle indépendant de son niveau de cybersécurité. Les attaques d'amplitude majeure sont gérées par un dispositif spécifique de réponse à cyber-incident et un dispositif de gestion de cyber-crise complétant le dispositif de gestion de crise du Groupe. Des exercices de redémarrage des systèmes sensibles sont menés, adressant notamment des scénarios de type "rançongiciel". Les mesures de cybersécurité organisationnelles, fonctionnelles, techniques et juridiques font l'objet de contrôles permanents qui incluent des campagnes de tests (intrusion, *social engineering* et *phishing*) ainsi que des campagnes de sensibilisation.

2.2.6.2 Risque portant sur la réalisation de grands projets

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe assoit sa croissance sur différents projets de construction ou de démantèlement d'actifs industriels comme des infrastructures gazières ou électriques de production ou de transport, dont il est le maître d'ouvrage. Parmi ces projets figurent des usines de dessalement (dont Yanbu en Arabie saoudite), des parcs éoliens en mer (Le Tréport et Noirmoutier en France, Moray East au Royaume-Uni) – lesquels projets font partie du périmètre de la filiale Ocean Winds, des infrastructures électriques (lignes à haute tension Gralha Azul et Novo Estado au Brésil), les travaux préparatoires à la mise à l'arrêt, à la décontamination et au démantèlement des tranches nucléaires en Belgique. Les risques pesant sur les projets sont par ailleurs identifiés dans différents projets de taille moyenne à petite du secteur des énergies renouvelables (projets éoliens, solaires, hydroélectriques) et des infrastructures urbaines, dans différentes localités. La rentabilité de ces actifs dépend en particulier de la maîtrise des coûts et des délais de construction, de la performance opérationnelle de l'actif industriel, de phénomènes exogènes (catastrophes naturelles, mouvements de grève), des aléas réglementaires et fiscaux, et de l'évolution du contexte concurrentiel et des marchés d'énergie à moyen et long termes, qui pourraient dégrader la rentabilité de certains actifs, entraîner une perte de revenus ou nécessiter une dépréciation d'actifs. Le Groupe est également engagé dans la conception et la construction d'installations d'envergure pour des clients tiers. Bien que ces projets fassent toujours l'objet d'études poussées et que le Groupe bénéficie d'une expertise reconnue, il peut arriver que les délais de construction ne puissent pas être respectés et conduisent à des pénalités et à des pertes de revenus, que les coûts de construction soient supérieurs à ceux initialement prévus, que la performance des installations ne soit pas conforme au cahier des charges ou qu'un accident ultérieur mette en cause la responsabilité civile professionnelle et/ou pénale du Groupe. Cela pourrait avoir un impact négatif sur l'image, la situation financière ou les résultats du Groupe.	Le Groupe met en œuvre un support opérationnel aux projets et leur supervision et a mis en place un pilotage du portefeuille des projets d'un montant supérieur à 30 millions d'euros (qu'ils soient de type investissement ou installation) pour fournir les alertes nécessaires à la mise en œuvre des actions correctives. Une politique en matière de supervision de la construction des projets et des méthodes communes de *management* des projets viennent renforcer les dispositifs existants au sein des entités réalisant des projets industriels. Par ailleurs, ENGIE poursuit le déploiement de formations sur la gestion des risques et des contrats dans les projets auprès des chefs de projet et développeurs dans un objectif de professionnalisation de la filière. Le Groupe réactualise régulièrement son guide de gestion des risques projets. Enfin, ENGIE met en œuvre des dispositifs de *contract management* pour gérer proactivement les relations contractuelles avec ses clients, ses partenaires et fournisseurs. En sa qualité de maître d'ouvrage, les contrats passés par ENGIE avec les constructeurs comportent des clauses de garanties et d'indemnisation couvrant les défauts de construction et manquements des constructeurs relatifs aux délais et à la performance des actifs industriels livrés. De plus, la souscription d'assurances permet d'indemniser les sinistres assurés mais aussi d'améliorer la prévention.

2.2.6.3 Acquisition et intégration

Description	Mesures de gestion des risques
	
Pour son développement, le Groupe procède de manière sélective à des acquisitions, financées par fonds propres ou par recours à l'endettement. Les acquisitions présentent des risques liés aux difficultés d'intégration, à la non-réalisation des synergies envisagées ou à l'occurrence de problèmes non anticipés (ressources humaines, éthique, litiges, etc.) qui peuvent impacter les résultats et la valeur des sociétés acquises et conduire à des dépréciations d'actifs. L'évaluation et l'allocation des risques dépendent notamment de la qualité de l'information transmise et de son analyse ainsi que du résultat du processus de négociation. Par ailleurs, les partenariats constituent l'un des moyens pour le Groupe de partager les risques économiques et financiers propres à certains projets, en limitant ses capitaux engagés et en lui permettant de s'adapter au contexte spécifique des marchés locaux. Le Groupe veille à la protection de ses intérêts en tant que partenaire grâce notamment à la signature de pactes d'actionnaires, à sa représentation éventuelle dans la gouvernance (Conseil d'Administration, postes de management) ou à la remontée d'informations. Toutefois, l'évolution du projet, de la situation économique, de la stratégie du partenaire ou du Groupe, voire du contexte politique local peuvent, le cas échéant, conduire à l'évolution du contrôle ou de la gouvernance d'un partenariat ou au désinvestissement d'une participation.	L'étude de chaque projet d'acquisition repose tout d'abord sur son adéquation avec la raison d'être du Groupe et sa contribution aux ambitions stratégiques et industrielles. Les processus d'audit (*due diligences)* et la structuration du projet visent ensuite à identifier et apprécier les risques propres à chaque opération au regard de la rentabilité attendue et à mettre en place les mécanismes de prudence et de mitigation adaptés. L'appréciation de cet équilibre est au centre des débats lors de la prise de décision par l'équipe managériale dans le cadre d'un processus d'investissement structuré et rigoureux. Le Groupe s'est doté d'une équipe Intégration dédiée (IMO - *Integration Management Office*), d'une politique et d'outils adaptés afin d'accompagner les entités opérationnelles et l'équipe *Corporate M&A* dans le processus d'acquisition dès la phase de développement (avant "*signing*") et jusqu'à la réalisation des intégrations. Un document complémentaire a été édité en 2021 pour mieux appréhender et maîtriser les risques liés à l'intégration dès le stade de la *due diligence*. Par ailleurs le retour d'expérience acquis lors des *lookbacks* est intégré par les Comités d'investissement lors de l'analyse des nouveaux projets de développement. Au cours de l'année 2021, l'équipe IMO a accompagné le projet d'acquisition d'Eolia (activités renouvelables) en Espagne (signé en novembre et dont le *closing* est prévu début 2022). IMO poursuivra sa mission d' "*integration manager*" dans la phase d'exécution. Dans le cadre de ses partenariats, le Groupe peut notamment mettre en place des dispositifs contractuels de résolution des blocages ou de litiges ou des clauses de sortie afin d'éviter les situations de conflit entre le(s) partenaire(s). Par ailleurs, le Groupe cherche à faire évoluer sa stratégie partenariale afin de simplifier la gestion de ses partenariats et à s'appuyer sur un nombre plus restreint de partenaires par activité et par zone géographique.

2.2.6.4 Risque d'approvisionnement dans le secteur des énergies renouvelables

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans un contexte mondial de transition énergétique, les fournisseurs de technologies bas carbone sont fortement sollicités par tous les acteurs énergétiques. Ces fournisseurs sont par ailleurs impactés par la prédominance géographique de fabrication de certaines matières premières dans des régions visées par des allégations de travail forcé aboutissant récemment à des réactions nationales et internationales et notamment des sanctions économiques. À titre d'exemple, le Groupe développe aux États-Unis des fermes solaires et importe dans ce cadre une grande partie de ses panneaux solaires de provinces chinoises. Depuis juin 2021, du fait des allégations de travail forcé dans ces provinces, les autorités américaines ont banni, sur ordonnance (*Withhold Release Order*), certains producteurs chinois de ces matières premières et ont mis en place des restrictions d'importations aux autres fournisseurs qui utiliseraient ces produits des régions incriminées. Par ailleurs, les prix de ces matières premières ainsi que le coût du fret international ont sensiblement augmenté. Ces différents facteurs peuvent entrainer des retards et surcoûts budgétaires excédant éventuellement les contingences des projets et donner lieu à des réclamations de la part des clients. De plus, ENGIE ne souhaite pas s'approvisionner auprès de fabricants chinois qui n'apportent pas la preuve qu'ils n'ont pas recours au travail forcé. Dès lors, ENGIE a mis en place en 2021, un plan d'action spécifique de vigilance approfondie pour identifier et gérer les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine. ENGIE s'est engagé à assurer le respect des droits internationaux et veiller activement à ce qu'il n'y ait aucun recours au travail forcé et ce sur l'ensemble de sa chaîne d'approvisionnement.	Le Groupe développe différentes stratégies afin de limiter sa dépendance envers les fournisseurs clés : • Par la diversification des sources d'approvisionnement : le Groupe travaille à nouer des partenariats, en plus des fournisseurs habituels conformes, avec des producteurs en dehors des pays à risque et en relocalisant au plus près de l'utilisateur final ; • Aux États-Unis, le Groupe a mandaté un organisme de contrôle spécialisé pour conduire des audits des protocoles de traçabilité des fournisseurs des panneaux solaires et leur capacité à se conformer à la réglementation américaine des importations ; • Sur plus long terme, le Groupe travaille à améliorer les technologies utilisées et le recyclage des matériaux de ses anciens parcs via ses centres de recherche. Les principales mesures mises en place afin d'identifier et gérer les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine incluent des *due diligence* approfondies sur les fournisseurs, des justificatifs demandés aux fournisseurs quant à leur chaîne d'approvisionnement, l'engagement par écrit des fournisseurs à ne pas recourir au travail forcé, l'envoi de questionnaires par lesquels les fournisseurs doivent justifier qu'ils interdisent le travail forcé, si nécessaire des enquêtes approfondies et des ruptures de contrat en cas de violation de leurs obligations. Ces mesures s'inscrivent également dans le cadre du plan de vigilance du Groupe qui est présenté à la Section 3.9 "Plan de vigilance".

2.2.6.5 Risque d'acte de malveillance sur les patrimoines matériels et immatériels

Description	Mesures de gestion des risques
	
Les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, peuvent être exposés à des actes de malveillance. L'information, constitutive de son patrimoine immatériel, qu'elle soit sur support informatique, physique ou véhiculée verbalement, peut également être exposée à des actes de malveillance.	Le Groupe met en œuvre une politique de protection des patrimoines matériel et immatériel, intégrant les domaines techniques (dont informatique), juridiques, managériaux et organisationnels. Concernant le patrimoine matériel, les sites sensibles font l'objet de mesures de protection adaptées au contexte local et révisées selon l'état de la menace. Dans le cadre du déploiement de la politique de protection des patrimoines, le Groupe a mis en place un système de recensement et de remontée des incidents afin de mieux évaluer les risques et de renforcer la prévention, en vue de limiter les impacts en cas de survenance d'un acte de malveillance. Leur analyse, qui donne lieu à un rapport trimestriel, permet d'élaborer les actions nécessaires, stratégiques et opérationnelles, de prévention et de mitigation. Concernant l'anticipation des menaces vis-à-vis du patrimoine matériel, le Groupe assure pour le compte des GBU : • une veille sur les menaces visant les installations du Groupe. Les éléments recueillis sont transmis au responsable sûreté des entités concernées qui est chargé de prendre les mesures conservatoires urgentes et pérennes permettant d'assurer la protection des installations visées ; • une veille sur les "risques pays" afin d'anticiper la menace et d'ajuster le niveau des mesures de protection ; • la diffusion de "directives" sur les mesures de protection de certains types d'installation. En matière de protection des informations, le Groupe s'adapte en permanence avec pour objectifs : • de sensibiliser les collaborateurs ; • de traiter les incidents constatés ; et • de prévenir toute action d'origine interne ou externe, visant à la captation et à l'utilisation frauduleuse de données sensibles.

2.2.7 Risques sociaux et sociétaux

Le Groupe est également exposé à des risques dont l'impact financier direct est difficile à évaluer mais dont l'impact non financier est jugé significatif. Ces risques sont développés plus en détail dans le Chapitre 3 "Déclaration de performance extra-financière et informations RSE".

2.2.7.1 Risques liés aux ressources humaines

Description	Mesures de gestion des risques
	
Dans un contexte marqué par une crise sanitaire sans précédent et par la réorientation stratégique du Groupe, la démarche d'analyse des risques liés aux ressources humaines révèle quatre principaux risques : • **Risque compétences / perte des talents** : inadéquation entre les compétences, les besoins liés aux activités, à la transformation du Groupe et aux départs de compétences clés ; • **Risque de sureffectifs** : difficulté à redéployer des effectifs dans les délais et à un coût compatibles avec les enjeux de maintien de la rentabilité du Groupe ; • **Risque de désengagement** : déresponsabilisation, perte de confiance, mal-être individuel, "*bore out*" ou "*brown out*", comportements managériaux non-conformes aux attendus du Groupe ; • **Risque social** : tensions sociales relatives d'une part à l'évolution stratégique du Groupe et d'autre part aux évolutions législatives et règlementaires liées à nos activités.	• **Risque compétences / perte des talents** Dans un contexte de tension sur le marché de l'emploi, en particulier sur la filière technique, le Groupe s'engage sur cinq axes majeurs : – identifier, développer et fidéliser les talents à haut potentiel à tous les niveaux de l'organisation grâce à la politique de *Talent Management* et aux programmes de développement des talents (*ENGIE Boost*) ; – développer l'apprentissage comme voie d'excellence pour accéder à ses métiers d'avenir du fait de la pénurie de profils s'orientant vers les filières techniques, notamment grâce à la mise en place du Centre de Formation d'Apprentis (CFA) ENGIE "*L'Académie des métiers de la transition énergétique et climatique*" ; – atteindre les objectifs extra-financiers en matière de responsabilité sociale en recrutant suffisamment de femmes formées à ses métiers ; – donner l'opportunité à chaque salarié de pouvoir se former chaque année (*ENGIE U* ; *ENGIE Schools*) ; – redéployer les effectifs positionnés sur des activités en décroissance du fait de décisions réglementaires (sortie progressive du nucléaire belge, fin des tarifs réglementés gaz en France en 2023, RE2020). • **Risque de sureffectifs** Au travers des dispositifs *ENGIE Skills* et *ENGIE Mobility* notamment, le Groupe s'attache à développer l'employabilité des collaborateurs en adaptant leurs compétences aux besoins et évolutions des métiers. Le Groupe a ainsi signé un accord relatif à la gestion des emplois et des parcours professionnels (GEPP) applicable au sein de l'ensemble des établissements d'ENGIE SA qui vise à garantir la continuité des parcours professionnels, l'employabilité et l'épanouissement des salariés et développer un dialogue social de qualité autour des questions d'emploi, de parcours professionnels, de formation et de compétences. • **Risque de désengagement** Le Groupe met en place plusieurs actions visant à : – mesurer l'engagement des collaborateurs (*ENGIE&Me*) ; – renforcer les façons de travailler (*ENGIE WOW*) ; – fidéliser les collaborateurs : accord télétravail, *ENGIE Care*, Actionnariat salarié, ExpAND, la *Communau'Tech*. • **Risque social** Au sein des instances représentatives nationales et européennes et au travers d'accords collectifs nationaux, européens et mondiaux, ENGIE associe ses partenaires sociaux à la mise en œuvre de son Ambition Sociale, ouverte et élargie à la prise en compte des enjeux environnementaux et sociaux.

2.2.7.2 Risques éthiques

Description	Mesures de gestion des risques
	
Les principaux risques identifiés sont : • la corruption ; • l'atteinte aux droits humains ; • le manquement aux règles de concurrence, d'embargo ; • la fraude ; • l'atteinte aux données personnelles (*Privacy*). Tout manquement aux principes éthiques du Groupe est susceptible de constituer un risque tant juridique, judiciaire que de réputation (voir Note 26 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").	Afin de prévenir la survenance de tels risques, des politiques ainsi que des procédures de *compliance* éthique sont déployées dans tout le Groupe et sont applicables à l'ensemble de nos entités contrôlées. La Direction Juridique, Éthique et de la *Compliance* promeut leur mise en œuvre généralisée au sein du Groupe en s'appuyant sur le *management* et sur le réseau d'*Ethics & Compliance Officers* et de *Data Protection Managers* ainsi que sur la formation des collaborateurs. Elles concourent notamment à la conformité aux lois Sapin II et sur le Devoir de Vigilance ainsi qu'au Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles. Les risques éthiques et de non-*compliance* sont analysés annuellement et les plans d'actions définis si besoin. De plus, les risques liés à la corruption et aux droits humains/devoir de vigilance font l'objet d'une évaluation spécifique dans le cadre de la démarche Groupe d'analyse des risques par la Direction Management des Risques (voir Section 3.8 "Éthique et *compliance*"). Par ailleurs, la politique sur l'analyse des risques éthiques liés aux projets d'investissement et aux grands contrats et le référentiel Droits Humains applicables à l'ensemble du Groupe demandent respectivement aux entités des analyses de risques corruption et droits humains pour tout nouveau projet. Enfin, après avoir a été certifié ISO 37001 pour les trois exercices 2018, 2019 et 2020, le Groupe a obtenu une nouvelle certification ISO 37001 en 2021 et repart sur un programme de certification sur trois exercices. Cette certification offre une garantie au système d'éthique et de *Compliance* du Groupe.

2.2.7.3 Risque de réputation

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le secteur de l'énergie fait l'objet de différents débats publics du fait de sa profonde mutation. Le Groupe est exposé, directement ou indirectement, à des risques de réputation, notamment lorsque sont mises en cause les valeurs, l'éthique, l'excellence opérationnelle ou la légitimité d'opérateur du Groupe. Une atteinte à la réputation du Groupe pourrait avoir un impact sur son activité et sa capacité à obtenir de nouveaux contrats.	En tant qu'élément essentiel du patrimoine immatériel du Groupe, la marque "ENGIE" (déposée dans plus de cent pays), fait l'objet d'une surveillance constante visant à la protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. Par ses politiques, son organisation, ses procédures et sa gouvernance, le Groupe met tout en œuvre pour prévenir les risques opérationnels (Sections 2.2.5 "Risques industriels" et 2.2.6 "Autres risques opérationnels") et les attaques en dénigrement qui pourraient affecter sa réputation (voir Section 3.3.2 "Principaux risques sociétaux"). Le Groupe procède à une veille externe pour recenser les controverses, y compris celles sur les réseaux sociaux, où son nom est cité afin d'identifier et traiter à la source les problèmes éventuels.

2.2.7.4 Sûreté des personnes (terrorisme, criminalité, contestation sociale, etc.)

Description	Mesures de gestion des risques
	
L'implantation internationale du Groupe peut exposer un certain nombre de ses collaborateurs, intervenants ou commettants à des risques sanitaires et sécuritaires. Cette menace est traitée au travers d'une organisation spécifique intégrant une "veille pays". Les activités du Groupe dans des zones où l'instabilité politique, économique ou sociale est grande induisent des risques pour la sûreté de certains collaborateurs. Parmi les pays sensibles il est possible de citer le Pérou, la Colombie, le Mexique, l'Indonésie et les Philippines. Les risques liés au terrorisme qui ciblent la communauté française et ses intérêts sont considérés comme n'ayant jamais été aussi hauts. Les attentats en France, les manifestations violentes contre la France dans certains pays sont autant de facteurs pesant sur la sûreté des salariés.	Le Groupe conduit une évaluation permanente, partout où il opère, des risques liés à la sûreté : terrorisme, conflits armés, troubles politiques ou sociaux, criminalité organisée ou ordinaire ainsi que, de façon plus générale, survenance de situations "non conventionnelles". Les zones géographiques font l'objet d'une classification à laquelle correspondent des mesures particulières de prévention et de protection. Pour mener à bien cette mission, le Groupe s'appuie sur les services de l'État mais aussi sur des prestataires spécialisés. Des actions sont mises en œuvre dans l'ensemble des entités sous l'impulsion de la direction de la Sûreté du Groupe. À titre d'illustration sont déployés : • des outils contribuant à la formation, à l'information, au suivi et à l'assistance des collaborateurs ; • un système d'alerte, d'analyse et de prévention actualisé de façon permanente par des prestataires spécialisés et reconnus. Le Groupe se coordonne avec ces prestataires pour la gestion des risques sécuritaires et sanitaires.

2.2.7.5 Risques santé et sécurité au travail

Description	Mesures de gestion des risques
	
Le Groupe a la volonté d'éradiquer les accidents graves et de poursuivre la réduction des accidents du travail de ses salariés, sous-traitants, et intérimaires, d'améliorer la qualité de vie au travail et de prévenir la survenue de risques psycho-sociaux. Le Groupe a été confronté à une année 2021 particulièrement tragique. Si le nombre d'accidents avec arrêt continue à diminuer, ENGIE a eu à déplorer 16 décès d'employés ou de sous-traitants sur l'année Sur les 16 décès, sept se sont produits lors d'un même accident sur le site de construction d'une ligne de transport d'électricité haute tension au Brésil (projet Novo Estado), lors de la chute d'un pylône liée à un défaut de qualité de la construction.	Le *management* a réagi vivement et a décidé la mise en œuvre d'un programme d'actions renforcé et spécifique, axé sur le renforcement de la culture sécurité, le *leadership* des managers sur ce sujet essentiel, l'engagement et la vigilance de chacun à protéger sa vie et celles des autres. Ce programme d'actions repose également sur une évaluation approfondie de la culture santé-sécurité des employés et des sous-traitants, évaluation menée au début de l'année 2022 par un cabinet d'expertise spécialisé. Les dispositions mises en place décrites en Section 3.4.8 "Politique de santé-sécurité" seront donc complétées suite aux conclusions de cette évaluation. Sans attendre les conclusions de l'évaluation en cours, le Groupe a pris un certain nombre de dispositions, notamment : • l'organisation d'un "*safety stand down*" d'une heure pour toutes les équipes. Réalisé le 19 octobre 2021, il a été un moment privilégié d'échange sur la sécurité au sein des équipes ; • des revues approfondies de la santé-sécurité sur certains sites de construction jugés à risque particulier ; • le complément du plan d'actions destiné à assurer la sécurité des sous-traitants ; • l'amélioration de la prévention des accidents liés à l'électricité et • le renforcement des normes de sécurité, d'assurance qualité et de contrôle qualité du Groupe. Les différentes dispositions mises en place par le Groupe, en particulier pour prévenir les accidents graves et mortels, sont décrites en Section 3.4.8 "Politique de santé-sécurité".

2.3 Procédures de contrôle interne

2.3.1 Définitions et objectifs du contrôle interne

2.3.1.1 Référentiel

Le contrôle interne d'ENGIE s'appuie sur le référentiel COSO II *(Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission)* et sur le cadre de référence de l'AMF. Il comprend cinq dimensions : environnement de contrôle, évaluation des risques, activités de contrôle, information et communication, évaluation et pilotage.

2.3.1.2 Objectifs du contrôle interne

Le contrôle interne d'ENGIE vise à fournir une assurance raisonnable quant à l'atteinte des objectifs suivants : conformité aux lois et réglementations, fiabilité de l'information comptable et financière et réalisation et optimisation des opérations. Le contrôle interne s'adapte aux évolutions de l'organisation et des métiers du Groupe et contribue au déploiement de sa stratégie.

2.3.1.3 Limites du contrôle interne

Le contrôle interne ne peut fournir une assurance absolue, notamment en raison de possibles dysfonctionnements liés à une erreur ou à une défaillance humaine et d'arbitrages entre les coûts liés à l'éventuelle occurrence d'un risque et le coût des dispositifs censés la prévenir.

2.3.1.4 Programme INCOME

ENGIE actualise chaque année le périmètre des entités contrôlées significatives en s'appuyant sur la matérialité financière et sur une analyse des risques. Au travers du programme Groupe *INternal COntrol over Management Efficiency ou INCOME*. ENGIE a ainsi suivi, en 2021, un périmètre représentant 76% du total du Bilan et 83% du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne

2.3.2.1 L'organisation du contrôle interne

L'organisation du contrôle interne est conforme aux principes d'organisation du Groupe, dont l'autonomie et la responsabilisation des dirigeants. Dans le cadre des pouvoirs délégués par le Directeur Général, chaque dirigeant est responsable de la mise en œuvre et de la supervision d'un dispositif de contrôle interne conforme au cadre réglementaire. Rattachée à la Direction Financière, la Direction du Contrôle Interne est chargée de l'animation et de la coordination du dispositif Groupe. Elle met à jour un référentiel, une méthodologie et un système d'information permettant de consolider les évaluations du dispositif.

2.3.2.2 Éléments du cadre général de conformité

2.3.2.2.1 Éthique et *compliance*

Conformément à ses valeurs et à ses engagements, ENGIE agit dans le respect des lois et des réglementations en vigueur dans les pays où le Groupe est présent, et ce en toutes circonstances. À cet effet, le Groupe a mis en place une politique éthique orientant les décisions stratégiques, le *management* et l'ensemble des pratiques professionnelles. Il s'est également doté des outils nécessaires pour mesurer la conformité à cet engagement (voir Section 3.8 "Éthique et *compliance*").

2.3.2.2.2 Systèmes d'information

La stratégie, les politiques et standards de solutions informatiques sont définis par la Direction Digital et des Systèmes d'Information du Groupe (DDSI). La sécurisation des SI des filières et des fonctions centrales du Groupe est sous la responsabilité des Directions Corporate correspondantes, dans le respect de ces politiques et standards. Les Régions sont responsables de la sécurisation de leur SI sous le contrôle de la DDSI. Les systèmes de contrôle industriel (ICS) sont sous la responsabilité des GBU. La DDSI, pilote les actions de sécurisation technique et assure de le raccordement à la plateforme de supervision de cybersécurité du *Global Security Operations Center*.

Les thèmes importants pour le contrôle interne, tels que la séparation des tâches ou la gestion des droits d'accès, sont pris en compte dès la conception des nouveaux systèmes d'information puis régulièrement revus. Les Directeurs Informatiques des Régions sont en charge des plans de reprise d'activité des SI.

2.3.2.2.3 Politiques et normes internes

L'ensemble des décisions, normes et procédures émises par le Corporate définissant les modes de fonctionnement du Groupe est mis à disposition sur son intranet. La Direction Financière met à disposition les procédures et règles destinées à assurer la fiabilité de l'information comptable et financière applicable aux entités du Groupe. La Direction du Contrôle Interne met à disposition des collaborateurs du Groupe 61 référentiels couvrant les processus métiers, support et globaux (par exemple : ventes, achats, paye, systèmes d'information, clôture comptable, taxes, trésorerie, etc.). Chaque référentiel détaille les risques inhérents et les contrôles clés conçus pour les maîtriser. La Direction du Contrôle Interne diffuse à l'attention des entités des guides méthodologiques relatifs à la définition, l'évaluation et au pilotage d'un dispositif de contrôle interne adapté à la nature de leurs activités. Elle met à jour et diffuse des bonnes pratiques sur des sujets tels que la séparation des tâches, le rôle des Administrateurs, la protection des données, etc.

2.3.2.3 Les acteurs du dispositif

Les acteurs et leurs rôles respectifs sont présentés selon le modèle des trois lignes de maîtrise, supervisé par les instances de gouvernance d'ENGIE.

2.3.2.3.1 Les instances de gouvernance du Groupe

Le Conseil d'Administration s'assure du bon fonctionnement du contrôle interne Groupe. Le Comité Exécutif définit l'organisation, les responsabilités des dirigeants et veille au respect des délégations de pouvoirs. Un rapport annuel sur l'état du contrôle interne est présenté au Comex et au Comité d'Audit.

2.3.2.3.2 La première ligne de maîtrise

Les managers opérationnels, responsables du contrôle interne de leurs organisations, constituent un élément clé du dispositif. Ils veillent à la mise en œuvre des activités de contrôle, analysent les résultats, corrigent les déficiences et cherchent à améliorer l'efficience de leur dispositif.

Les Comités de Direction des GBU, des *Hubs* régionaux et des entités opérationnelles sont responsables de la mise en place et de la supervision du contrôle interne couvrant les périmètres de leurs activités. Ils jouent un rôle essentiel dans la qualité de l'environnement de contrôle : promotion des valeurs du Groupe, définition de l'organisation, évaluation des résultats, etc.

2.3.2.3.3 La deuxième ligne de maîtrise

Elle est organisée en filières pilotées par les Directions Corporate du Groupe.

La Direction Financière est garante du contrôle interne comptable et financier (voir Section 2.3.3 ci-dessous). En son sein, le département des Assurances est impliqué dans le recensement des risques assurables, la prévention des sinistres, la définition et la mise en œuvre des stratégies de couverture.

Le Secrétariat Général contribue à sécuriser juridiquement le fonctionnement du Groupe et les décisions de ses dirigeants, notamment dans les domaines suivants : engagements, litiges, arbitrages, études et actions en matière de protection de la responsabilité pénale du Groupe et de ses dirigeants, embargo, droit des sociétés, réglementation financière et boursière, droit de la propriété intellectuelle, droit de la concurrence et de la régulation, droit financier.

Au sein du Secrétariat Général, la Direction Juridique assure le pilotage de la filière juridique et l'encadrement juridique des activités du Groupe tandis que la Direction Éthique, Compliance & Privacy pilote la filière éthique et s'assure du respect des principes éthiques.

La Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise veille à la conformité RSE d'ENGIE, particulièrement en matière environnementale et sociétale. Elle propose les politiques du Groupe dans ce domaine, évalue le niveau de maturité ESG environnementale des différentes composantes du Groupe, suit la réalisation des objectifs RSE 2030 et réalise le *reporting* environnemental réglementaire.

La Direction du Contrôle Interne coordonne la mise en œuvre de la politique contrôle interne validée par la Direction Générale. Elle anime un réseau de correspondants en charge, sous la responsabilité des dirigeants des entités, de piloter le contrôle interne. Elle suit et anticipe les évolutions réglementaires et celles du Groupe afin d'adapter les dispositifs. Elle organise des sessions de formation et d'information.

2.3.2.3.4 La troisième ligne de maîtrise : la Direction de l'Audit Interne

Rattachée directement à la Direction Générale, la Direction de l'Audit intervient dans l'ensemble du Groupe selon un plan annuel élaboré à partir de l'analyse des risques et d'entretiens avec les dirigeants opérationnels. Ce plan peut être enrichi à la demande du Comex en fonction des priorités du Groupe. Présenté pour approbation au Comité d'Audit, le plan est conçu afin de couvrir l'ensemble des entités et permet de vérifier la qualité de l'environnement de contrôle et la maîtrise des activités.

L'Audit Interne contribue à l'évaluation de la fiabilité des auto-évaluations des contrôles du programme INCOME et du contrôle interne des processus opérationnels et financiers. Il présente ses conclusions aux dirigeants des GBU et des entités. Il rend compte au Comex et au Comité d'Audit des principaux constats et de l'avancement des plans d'action associés. Il rencontre les Commissaires aux comptes afin de partager les analyses relatives au contrôle interne.

2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière

2.3.3.1 Organisation et acteurs

La Direction des Comptabilités est chargée du *reporting* financier, de la supervision de l'établissement des comptes sociaux de la société ENGIE, de la mise en œuvre du processus de production des comptes consolidés, et des relations avec les Commissaires aux comptes et les services comptables de l'AMF. Elle établit les principes comptables Groupe et assure leur déploiement afin de garantir la conformité aux normes comptables. Elle veille à l'évolution des normes et à leur incidence sur les comptes du Groupe. Au sein de la Direction des Comptabilités, deux Directions optimisent le traitement et la résolution de problématiques techniques complexes : la Direction des Consolidations Groupe et la Direction des Normes Comptables. Ces Directions confortent la qualité et l'homogénéité des analyses effectuées et des positions adoptées.

La Direction Fiscale est responsable de la définition et du déploiement de la politique fiscale du Groupe. Elle coordonne la validation des déclarations fiscales, la documentation relative aux prix de transfert et assure le *reporting* unifié des données fiscales. Elle a une responsabilité hiérarchique sur l'ensemble des activités de la fiscalité. D'une manière générale, elle est étroitement soutenue par les Directions Financières des GBU et des *Hubs* qui assument des responsabilités fiscales en termes de conformité et de transparence.

La Direction gestion de la Performance Groupe a pour objectif d'établir des analyses et rapports nécessaires à la Direction Générale pour le pilotage économique et financier du Groupe. Elle établit et maintient le référentiel de contrôle de gestion Groupe et veille à son déploiement au sein des différentes entités. Elle pilote la filière Contrôle de Gestion dans la définition et la mise en œuvre des processus et outils. Elle assure le pilotage du programme de performance du Groupe.

La Direction Solutions Informatiques Filière Finance est une activité régalienne au niveau du Corporate pour la stratégie SI de la Fonction Finance, ainsi que pour la détermination et le pilotage des politiques, normes et standards de solutions informatiques propres à la filière. Le déploiement des applications et infrastructures est assuré de manière distribuée dans les entités en conformité avec les politiques définies par le Corporate. À ce titre, la DSI Filière Finance veille à la mise en œuvre de la Politique de Sécurité SI Groupe au sein de la filière. Elle suit et planifie les dépenses et investissements SI.

Les entités de *reporting* du périmètre de consolidation utilisent toutes les applications informatiques *SAP BFC* pour la consolidation des comptes et *SAP BPC* pour le *reporting* de

contrôle de gestion au Groupe. La responsabilité de la gestion de *SAP BFC* est assumée conjointement par le Centre d'Expertise Outil de Consolidation (pour ce qui relève des missions d'administration, de paramétrage et d'aide à l'exploitation par les utilisateurs) et par la Direction des Systèmes d'Information pour ce qui relève des infrastructures sous-jacentes spécifiques.

La Direction Relations Investisseurs est responsable des relations avec les investisseurs institutionnels ainsi que les analystes. S'agissant des informations de gestion, le Contrôle de Gestion du Corporate est l'unique source d'information de la Direction des Relations Investisseurs. Les autres informations issues du processus de *reporting* légal et entrant dans le cadre de l'information réglementée au sens de la réglementation AMF sont fournies par la Direction des Comptabilités. Enfin, elle pilote et coordonne le processus de communication au marché (informations financières et opérations majeures) en collaboration avec le Secrétariat Général.

Au travers des lignes fonctionnelles, ces Directions du Corporate supervisent le contrôle interne dans leurs domaines respectifs via les Directions Financières des GBU et des *Hubs* régionaux. Celles-ci sont responsables de la production des comptes sociaux des entités juridiques et de leur transcription dans le référentiel IFRS. La consolidation de ces données transcrites en normes IFRS est réalisée par le Corporate et la mise en œuvre des procédures de contrôle interne auprès de l'ensemble des filiales opérationnelles et d'un contrôle de gestion décentralisé (voir Section 2.3.3.3 "Processus de fixation des objectifs et pilotage").

La Direction Financière s'appuie sur la procédure en vigueur "Missions et principes de fonctionnement de la communication financière" qui précise les principes de gestion pour la communication financière du Groupe et définit ses activités se rapportant aux relations avec les investisseurs et analystes ainsi qu'à la veille de marché.

2.3.3.2 Processus de consolidation

La Direction des Comptabilités est responsable de la production des comptes consolidés. Elle bénéficie du soutien de la **Direction gestion de la Performance** et du contrôle de gestion des GBU et des *Hubs*. Elle met à jour le manuel des principes comptables et les instructions de clôture diffusées avant les phases de consolidation.

Chacun de ces acteurs, sur son périmètre de responsabilité, effectue les contrôles permettant d'assurer la diffusion et la correcte application des normes et des procédures comptables du Groupe. Le Corporate met en œuvre des contrôles de deuxième niveau sur l'information préparée par les GBU et les *Hubs* qui font de même vis-à-vis des données communiquées par les entités de *reporting*.

Les Directeurs Généraux et les Directeurs Financiers de GBU, ainsi que les Directeurs Financiers de *Hubs* géographiques, s'engagent sur la qualité et l'exhaustivité de l'information financière transmise au Groupe par une lettre d'affirmation. Les échanges avec les Commissaires aux comptes confortent la qualité de l'information financière, particulièrement pour les situations complexes pouvant laisser place à l'interprétation.

2.3.3.3 Processus de fixation des objectifs et pilotage

Les quatre GBU du Groupe et les entités métiers produisent annuellement un Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT), un budget et des réestimés. La **Direction gestion de la Performance Groupe** élabore à cette fin des instructions à l'attention de chaque GBU détaillant les hypothèses macroéconomiques, les indicateurs financiers et non financiers, le calendrier et la segmentation du périmètre d'activité. Chaque GBU a la responsabilité de transmettre ces instructions aux filiales et entités de *reporting* de son périmètre après les avoir complétées d'éventuelles spécificités métier.

Le Comité Exécutif valide pour chaque GBU les objectifs fixés pour l'année suivante, le budget correspondant et les perspectives au-delà de l'année en cours issues du processus budgétaire et du PAMT. Le processus de test de dépréciation des écarts d'acquisition et des actifs à long terme s'appuie sur ces données. Le budget consolidé et le PAMT du Groupe sont présentés en Comité d'Audit et en Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies réunis, puis en Conseil d'Administration.

2.3.4 Formalisation et pilotage du contrôle interne

Sur le périmètre INCOME, les managers opérationnels supervisent la mise en œuvre des activités de contrôle de leurs processus, évaluent leurs résultats et remédient aux faiblesses détectées. Ils autoévaluent les contrôles clés et les processus avec le support des contrôleurs internes des entités. L'audit interne contribue quant à lui à vérifier la qualité de ces auto-évaluations et celle de l'environnement général de contrôle. Hors périmètre INCOME, les référentiels de contrôle interne et un questionnaire spécifique sont mis à disposition des entités. Ceci permet de couvrir des domaines sensibles tels que la séparation des tâches et la protection des actifs.

Le Groupe met par ailleurs en œuvre un système d'engagement impliquant les dirigeants des GBU, des *Hubs* régionaux et des principales Directions Corporate quant à la mise en place, la supervision et l'efficacité d'un dispositif de contrôle interne couvrant leurs organisations. Chaque année se tiennent des réunions entre la Direction du Contrôle Interne et les Commissaires aux comptes afin de partager les analyses relatives à la qualité des dispositifs existants et d'identifier les plans d'action permettant de remédier aux faiblesses relevées.

2.3.5 Actions récentes visant à renforcer le dispositif

En 2021, la Direction du Contrôle Interne a fait évoluer sa filière en fonction de la nouvelle organisation du Groupe. Par ailleurs le projet Highbond d'automatisation d'activités de contrôle a poursuivi son déploiement et est maintenant opérationnel sur 13 ERP et 40 contrôles.

3

o E E E E r

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 70

3.1.1 Politique et gouvernance RSE 70
3.1.2 Objectifs RSE 2030 70
3.1.3 Trajectoire Climat (en lien avec les recommandations TCFD : *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*) 71
3.1.4 Certification *Science-Based Targets* 72
3.1.5 Taxonomie européenne 72

3.2 Modèle d'affaires 75

3.3 Analyse des principaux enjeux et risques RSE 77

3.3.1 Principaux risques environnementaux 82
3.3.2 Principaux risques sociétaux 83
3.3.3 Principaux risques sociaux 85
3.3.4 Principaux risques de gouvernance 87

3.4 Informations sociales 88

3.4.1 Données sociales 88
3.4.2 Le développement des Talents 90
3.4.3 Recrutement et fidélisation 93
3.4.4 Diversité et inclusion 95
3.4.5 Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié 98
3.4.6 Dialogue social 99
3.4.7 Note méthodologique de calcul des indicateurs sociaux 99
3.4.8 Politique de santé-sécurité 100

3.5 Informations environnementales 104

3.5.1 Le cadre législatif et réglementaire 104
3.5.2 Le management environnemental 104
3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale 105
3.5.4 Les actions du Groupe 107

3.6 Informations sociétales 113

3.6.1 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats 113
3.6.2 Lutte contre la précarité 113
3.6.3 Transition juste 114

3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 115

3.8 Éthique et 116

3.8.1 Gouvernance éthique et *compliance* 116
3.8.2 Évaluation des risques 116
3.8.3 Textes de référence 117
3.8.4 Signalement et rapport des incidents éthiques 118
3.8.5 Formations 118
3.8.6 Contrôles et certifications 118

3.9 Plan de vigilance 119

3.9.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement 119
3.9.2 Évaluation des tiers 121
3.9.3 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements 122
3.9.4 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan 122
3.9.5 Table de concordance devoir de vigilance 122

3.10 Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière 123

3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 126

L'ordonnance française n° 2017-1180 du 19 juillet 2017 et le décret français n° 2017-1265 du 9 août 2017 ont transposé la Directive européenne 2014/95/UE, dite Directive de *reporting* extra-financier (NFRD), relative à la publication d'informations RSE par les entreprises via la Déclaration de performance extra-financière (DPEF).

En application de ces textes, la DPEF du groupe ENGIE est constituée des éléments suivants :

- une présentation de la gouvernance associée présentée en Section 3.1 "Responsabilité Sociétale d'Entreprise" que complètent la politique de diversité au sein du Conseil d'Administration (voir Chapitre 4 "Gouvernance"), le plan de vigilance (voir Section 3.9 "Plan de vigilance") et des règles d'éthique (voir Section 3.8 "Éthique et *compliance*") ;
- un descriptif des activités du Groupe présentées de façon synthétique, par grands blocs d'activités en Section 3.2 "Modèle d'affaires" et de façon plus détaillée en Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe" et
- une analyse des risques RSE relatifs aux domaines retenus par la directive NFRD détaillée dans la Section 3.3 "Analyse des principaux enjeux et risques RSE".

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise

Les principes fondamentaux de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise sont développés dans la raison d'être inscrite dans les statuts du Groupe.

Repenser le paysage énergétique mondial est devenu aujourd'hui une nécessité face au changement climatique.

L'urgence de réduire l'impact environnemental se traduit par la nécessité de mettre en action un système énergétique plus décarboné, plus décentralisé, plus digitalisé et plus sobre. La recherche d'impacts positifs sur la planète et sur la population nourrit la démarche sociétale du Groupe.

3.1.1 Politique et gouvernance RSE

La politique de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE) d'ENGIE établit les priorités et les engagements du Groupe en matière de RSE pour rassembler les compétences de tous, créer de la valeur partagée pour toutes ses parties prenantes et contribuer à l'atteinte des Objectifs du Développement Durable définis par l'ONU. En agissant pour un impact positif sur les personnes et sur la planète, le Groupe contribue à assurer son *leadership*, dans la durée, comme acteur de référence de la transition énergétique et des services associés au-delà de l'énergie. Cette politique est détaillée dans la Section 1.5.1.

La Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise (Direction RSE) s'appuie sur un réseau de correspondants décliné dans les entités métiers (GBU, GEMS et Nucléaire) et géographiques (*Hubs* régionaux et pays). Pour mobiliser plus amplement les employés sur ces sujets, la Direction RSE s'appuie également sur un réseau interne mondial d'ambassadeurs RSE.

La Direction RSE présente régulièrement au Comité pour l'Ethique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) du Conseil d'Administration des sujets d'actualité (*Science-Based Targets, Task force on Climate-related Financial Disclosures,* suivi des objectifs et des engagements RSE, discussions avec la société civile) et un bilan annuel (notations RSE, objectifs RSE, actions environnementales et sociétales du Groupe).

La Direction RSE anime avec la Direction Financière le Comité "Financement durable" en charge d'instruire les projets susceptibles d'être financés par les obligations vertes régulièrement émises par le Groupe sur le marché.

La Direction RSE anime le Comité "SBT" auquel participe la Direction Financière et les GBU concernés. Ce comité est en charge du pilotage des engagements de décarbonation notamment ceux pris auprès de l'initiative *Science Based Targets*.

Enfin la Direction RSE anime avec la Direction Financière, le Comité "Adaptation & TCFD" en charge de piloter la réalisation des engagements de transparence financière pris à l'égard de l'initiative TCFD (*Task Force on Climate related Financial Disclosures*) et de suivre les plans d'adaptation des actifs du Groupe au changement climatique.

La Direction RSE co-anime avec la Direction Éthique & *Compliance* le Comité "Devoir de Vigilance" en charge de piloter les mesures prises pour prévenir les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi qu'envers l'environnement, susceptibles d'être générées par les activités du Groupe et de ses filiales contrôlées.

La Direction RSE rencontre de nombreuses parties prenantes de manière régulière (ONG, investisseurs, agences de notation, clients, leaders d'opinion, et experts) et organise des panels et des forums de discussion, afin de travailler sur la durabilité des offres et des projets en lien avec les équipes opérationnelles du Groupe. Des formations sont régulièrement organisées pour les collaborateurs sur les thématiques liées au développement durable et à l'engagement des parties prenantes.

ENGIE publie chaque année, en amont de son Assemblée Générale, un Rapport intégré rendant compte de sa performance globale en matière financière, environnementale, sociale et sociétale. Il est discuté en amont avec ses parties prenantes pour en améliorer la pertinence.

3.1.2 Objectifs RSE 2030

En 2020, le Groupe s'est donné 19 objectifs RSE 2030 en accord avec sa raison d'être et ses nouvelles orientations stratégiques.

Pour chaque objectif, un membre du Comex a été désigné comme *sponsor* ainsi qu'un pilote qui se coordonnent avec la filière concernée pour mettre en œuvre les actions nécessaires à l'atteinte de l'objectif. La Direction RSE pilote la coordination et le suivi de ces objectifs RSE pour la Direction Générale, le CEEDD et le Conseil d'Administration.

Les résultats 2021 des huit objectifs clés (dits de rang 1) sont présentés à la Section 1.5.2 du présent document.

3.1.3 Trajectoire Climat (en lien avec les recommandations TCFD : *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*)

3.1.3.1 Gouvernance

Le Conseil d'Administration arrête la stratégie de transition climatique et les objectifs associés. Ce sujet occupe une place centrale dans ses travaux notamment à l'occasion du séminaire stratégique du Conseil, et dans ses décisions d'investissement, qui sont préparées par le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies (CSIT).

Le Conseil s'appuie en matière climatique sur les travaux du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) qui est spécifiquement en charge d'examiner les risques et opportunités liés au changement climatique et d'adresser ses recommandations au Conseil.

Le CEEDD étudie et statue sur les questions liées au climat et en particulier sur les points concernant la mise en œuvre des recommandations de la TCFD, les objectifs de décarbonation et la politique climatique. Ce rôle a été confirmé par son inscription dans le règlement intérieur du Conseil d'Administration en 2019.

Afin de remplir cette mission, le CEEDD s'appuie sur un point climat annuel, une analyse de risques et d'opportunités liés au climat, ainsi que d'autres éléments plus spécifiques (avancement du plan d'adaptation par exemple). Le risque climat fait partie des risques prioritaires suivis annuellement par le Conseil d'Administration. Ces dossiers sont préparés par la Direction RSE qui intègre également dans son reporting RSE au CEEDD un chapitre dédié au climat.

La Direction RSE anime le comité SBT de suivi et de gestion des objectifs de décarbonation du Groupe, ainsi que le comité TCFD & Adaptation de suivi et de mise en œuvre des recommandations de la TCFD.

En complément, le Groupe a mis en place des modules de formation dédiés aux Administrateurs afin qu'ils puissent s'assurer qu'ils disposent des compétences suffisantes pour remplir leur mission. Le climat est l'un des thèmes présents dans ces formations.

Par ailleurs, la Direction RSE propose au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, des critères de rémunération du Directeur Général qui intègrent les principaux enjeux RSE d'ENGIE. L'évolution des émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'énergie en fait partie.

3.1.3.2 Stratégie

En lien avec la raison d'être, la contribution à la décarbonation de l'économie est au cœur de la stratégie du Groupe. Elle se concrétise également par des engagements de long terme de neutralité carbone (scopes 1, 2 et 3) en 2045 ainsi que d'objectifs de moyen long terme avec une trajectoire d'émissions de GES compatible avec l'Accord de Paris (voir Section 3.1.4).

Afin de définir ses engagements, le Groupe a étudié la résilience de son modèle d'affaires en le confrontant à différents scénarios de décarbonation et en variant les hypothèses de développement de ses activités.

Ces engagements sont d'ores et déjà traduits dans les processus du Groupe, avec par exemple l'allocation de budgets carbone 2025 et 2030 aux principaux métiers, le suivi bimensuel de la consommation de ces budgets dans le cadre de nouveaux investissements.

L'impact du changement climatique sur la stratégie du Groupe est également étudiée. Une démarche approfondie est actuellement en cours, avec une approche par pays ou par grande région climatique d'intérêt pour ENGIE. L'étude aborde quatre points à savoir : l'impact du changement climatique sur le risque pays, la valeur des actifs existants, les objectifs stratégiques à 2030, et les questions stratégiques spécifiques aux pays étudiés. Cette étude, qui se fonde notamment sur trois scénarios climatiques du GIEC sera finalisée au second semestre 2022.

Par ailleurs, le changement climatique peut également être porteur de nouvelles opportunités : il encourage le développement de nouvelles technologies et solutions qui sont autant d'opportunités pour le Groupe, notamment en matière de :

- développement des énergies renouvelables pour l'électricité ;
- développement des gaz verts (biométhane et hydrogène) ;
- démultiplication des offres d'appui et de solutions de décarbonation à nos clients.

3.1.3.3 Gestion des risques

Le changement climatique est porteur de risques structurels pour le Groupe.

Les risques de transition auxquels le Groupe est exposé se traduisent essentiellement par le renforcement des réglementations sur les émissions et des politiques de décarbonation, la modification des comportements des marchés et consommateurs et les évolutions technologiques. Depuis 2012, le Groupe s'est fixé des objectifs de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre. Depuis 2017, date de l'Accord de Paris sur le climat, le Groupe a réduit ses émissions directes de 53% et ses émissions totales de 30%. Il s'est fixé des objectifs ambitieux à horizon 2030 (certifiés par SBTi) et la neutralité carbone en 2045. Au-delà des émissions de ses propres actifs industriels, le Groupe agit sur toute sa chaîne de valeur : fournisseurs, pratiques de travail, appui aux clients pour décarboner leur empreinte.

Les risques physiques visent les actifs et activités du Groupe qui peuvent être exposés aux impacts du changement climatique. La collaboration de la Direction RSE avec les entités opérationnelles du Groupe a permis d'identifier les index climatiques porteurs d'impacts pour nos activités (hausse des températures, inondations, sécheresses, vents, vagues de chaleur). En complément, le Groupe a conclu un partenariat avec l'Institut Pierre Simon Laplace pour disposer des données d'évolutions climatiques à horizons 2030 et 2050.

Ces éléments ont permis de définir une liste de sites opérationnels prioritaires dont la résilience locale au changement climatique est en cours d'étude. Des analyses sur l'ensemble du parc de production d'ENGIE sont en cours pour évaluer l'impact financier du changement climatique sur les activités du Groupe. Outre la gestion des risques, les couvertures assurantielles et les plans de continuité à court terme sont en cours d'élaboration ainsi qu'un plan d'adaptation pour les actifs à risques aux horizons 2030 et 2050.

3.1.3.4 Indicateurs et objectifs

ENGIE dispose d'un panel robuste d'indicateurs de performance clés (*KPI*) qui permettent de mesurer son empreinte carbone avec tout le niveau de détail souhaité. Ces indicateurs lui permettent de piloter précisément l'évolution de ses émissions de GES. Les résultats des objectifs de décarbonation sont présentés en Section 1.5.2.

3.1.4 Certification *Science-Based Targets*

L'initiative SBT (*Science-Based Targets*) a pour objet d'inciter les entreprises à une action climatique ambitieuse en validant la conformité de leurs chroniques prévisionnelles d'émissions de CO_2 éq. aux engagements de l'Accord de Paris.

Soucieux de sa responsabilité environnementale, ENGIE a obtenu la certification *SBTi* "trajectoire 2 °C" en février 2020.

Pour cela, le Groupe s'est notamment engagé à réduire :

- l'intensité carbone de sa production d'électricité (scopes 1 et 3) de 52% d'ici 2030 par rapport à 2017 ;
- les émissions de l'usage des produits vendus (scope 3) de 34% d'ici 2030 par rapport à 2017.

Cette certification témoigne de l'ambition d'ENGIE de devenir un des acteurs majeurs de la transition énergétique vers un monde neutre en carbone.

En mai 2021, le Groupe s'est par ailleurs engagé à aller plus loin en s'engageant dans une trajectoire *"well-below 2°C" en* 2030 en vue d'être Net Zéro Carbone en 2045.

Dans ce cadre, ENGIE s'est engagé à mettre fin à son activité charbon en 2025 pour l'Europe et en 2027 pour le reste du monde sur la totalité de ses actifs charbon.

Cette sortie du charbon se réalise, par ordre de priorité, par des fermetures, des conversions ou des cessions de centrales. Si la fermeture d'une centrale charbon est effectivement préférable à sa cession du seul point de vue environnemental, son implémentation se confronte à deux limites : ENGIE n'est quasiment jamais le seul décideur en la matière et la fermeture peut s'avérer impossible lorsque la centrale charbon contribue à la sécurité énergétique d'un État ou d'un territoire.

Enfin, lorsque ENGIE se résout à une cession de centrale charbon, il prend en compte les considérations RSE dans le choix du partenaire acheteur. Le produit de cession permet aussi au Groupe de financer le développement de capacités renouvelables bénéfiques au climat.

Concernant le gaz naturel, l'ambition du Groupe est de substituer progressivement le gaz fossile par du gaz vert grâce au développement du biométhane et de l'hydrogène vert. Ces dispositions viennent compléter le fort développement des capacités d'énergie renouvelable électrique engagé par le Groupe dans son ambition de transition vers une société décarbonée.

3.1.5 Taxonomie européenne

Afin d'orienter les investissements industriels européens vers des activités durables et atteindre la neutralité carbone en 2050, l'Union européenne s'est dotée, avec le Règlement 2020/852 en date du 18 juin 2020 complété d'un Acte délégué en date du 4 juin 2021, d'une taxonomie européenne qui recense les activités économiques réputées durables pour l'environnement.

Le Règlement 2021/2078 en date du 6 juillet 2021 impose de publier dans la présente Déclaration de Performance Extra-Financière (DPEF), les taux d'éligibilité (mais pas les taux d'alignement) des activités 2021 à cette taxonomie au travers de trois indicateurs définis par la taxonomie :

- Chiffre d'Affaires (CA) ;
- Dépenses d'investissement (CAPEX) ; et
- Dépenses opérationnelles (OPEX).

Les indicateurs CA et CAPEX retenus pour ces calculs de taux d'éligibilité sont strictement conformes aux définitions de la taxonomie.

Le Chiffre d'affaires correspond au CA publié par le Groupe, c'est-à-dire qu'il exclut le CA des sociétés mises en équivalence (comme Ocean Winds, partenariat avec EDPR dans le domaine de l'éolien en mer), et le CA des activités non poursuivies (comme EQUANS).

L'indicateur CAPEX défini par la taxonomie est différent de celui retenu par ENGIE dans son dialogue de gestion et dans sa communication financière au marché. En particulier, sont exclus par la taxonomie les investissements financiers, dans les sociétés mises en équivalence, ainsi que les cessions DBSO/DBOO *Partnerships*.

Or, ENGIE a investi en 2021 près de 370 M€ dans des sociétés mises en équivalence dont 350 M€ dans des activités durables au sens de la taxonomie (principalement dans Ocean Winds).

La réconciliation entre les CAPEX ENGIE et les CAPEX taxonomie est la suivante :

Données au 31 décembre 2021 en millions d'euros	Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) [1]	CAPEX Taxonomie
Investissements corporels et incorporels	5 990	5 990
(-) Variation dettes sur investissements corporels et incorporels	*0*	*316*
Entrée investissements corporels et incorporels résultant de "*Business combinations*"	0	44
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	392	0
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*6*	*0*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	369	0
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	1 548	0
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	-121	0
(+) Autres	*3*	*0*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	36	0
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO	-270	0
Droits d'utilisation des actifs (IFRS16)	0	493
TOTAL	**7 954**	**6 843**

(1) voir Note 6.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"

En revanche, la définition retenue pour **l'indicateur OPEX** est plus étendue que la stricte définition de la taxonomie pour des raisons de disponibilité et pertinence de l'information.

Les Dépenses opérationnelles (OPEX taxonomie) éligibles correspondent aux OPEX "*day-to-day servicing of assets*" (définition stricte) qui sont composés des dépenses de maintenance, entretien et réparation des actifs corporels y compris les dépenses de R&D ou les contrats de location associés. Les différents reporting existants au sein du Groupe ENGIE ne permettent pas de calculer les OPEX taxonomie au sens strict de sa définition.

Ainsi ENGIE a retenu une définition plus large des OPEX en y ajoutant les OPEX relatifs au "*day-to-day operating of assets*" (définition étendue), qui sont composés notamment des dépenses d'achats d'énergie pour le fonctionnement des actifs, et des dépenses de personnel liées à l'exploitation.

Le résultat de ce travail est donné dans les trois tableaux ci-après avec une ventilation des résultats par segment.

Chiffre d'Affaires (CA) 2021 retenu par la taxonomie

Segment	CA éligible (M€) : A	CA total (M€) : B	Taux d'éligibilité du CA : (A/B)
Renouvelables	3 661	3 661	100%
Infrastructures	483	6 700	7%
Energy Solutions	5 732	9 939	58%
Production Thermique	482	4 089	12%
Fourniture d'Énergie	999	13 238	8%
Nucléaire	0	56	0%
Autres	19	20 183	0%
TOTAL	**11 375**	**57 866**	**20%**

Dépenses d'investissement (CAPEX) 2021 retenus par la taxonomie

Segment	CAPEX éligible (M€) : A	CAPEX total (M€) : B	Taux d'éligibilité des CAPEX : (A/B)
Renouvelables	2 414	2 417	100%
Infrastructures	129	2 285	6%
Energy Solutions	610	754	81%
Production Thermique	64	351	18%
Fourniture d'Énergie	44	287	15%
Nucléaire	0	196	0%
Autres	44	554	8%
TOTAL	**3 305**	**6 843**	**48%**

Dépenses opérationnelles (OPEX) 2021 retenus par la taxonomie

Segment	OPEX éligible (M€) : A	OPEX total (M€) : B	Taux d'éligibilité des OPEX : (A/B)
Renouvelables	797	797	100%
Infrastructures	24	2 398	1%
Energy Solutions	4 081	7 685	53%
Production Thermique	45	2 659	2%
Fourniture d'Énergie	1 023	2 592	39%
Nucléaire	0	1 206	0%
Autres	30	23 743	0%
TOTAL	**6 001**	**41 080**	**15%**

ENGIE affiche en 2021, un chiffre d'affaires éligible à la taxonomie à 20%, des CAPEX éligibles à la taxonomie à 48% et des OPEX éligibles à la taxonomie à 15%.

Ces chiffres Groupe (hors EQUANS) couvrent des disparités importantes en fonction des métiers.

Toutes les activités de la GBU Renouvelables sont éligibles (100%).

Les activités de la GBU *Energy Solution*s sont majoritairement éligibles (58% pour le CA, 81% pour les CAPEX et 53% pour les OPEX) tandis que les activités des GBU Production thermique & Fourniture d'Énergie et Infrastructures sont minoritairement éligibles à la taxonomie.

En revanche, au fur et à mesure que les trois activités d'infrastructures gaz (transport, distribution et stockage) seront converties aux gaz renouvelables et au stockage d'hydrogène, elles deviendront progressivement éligibles.

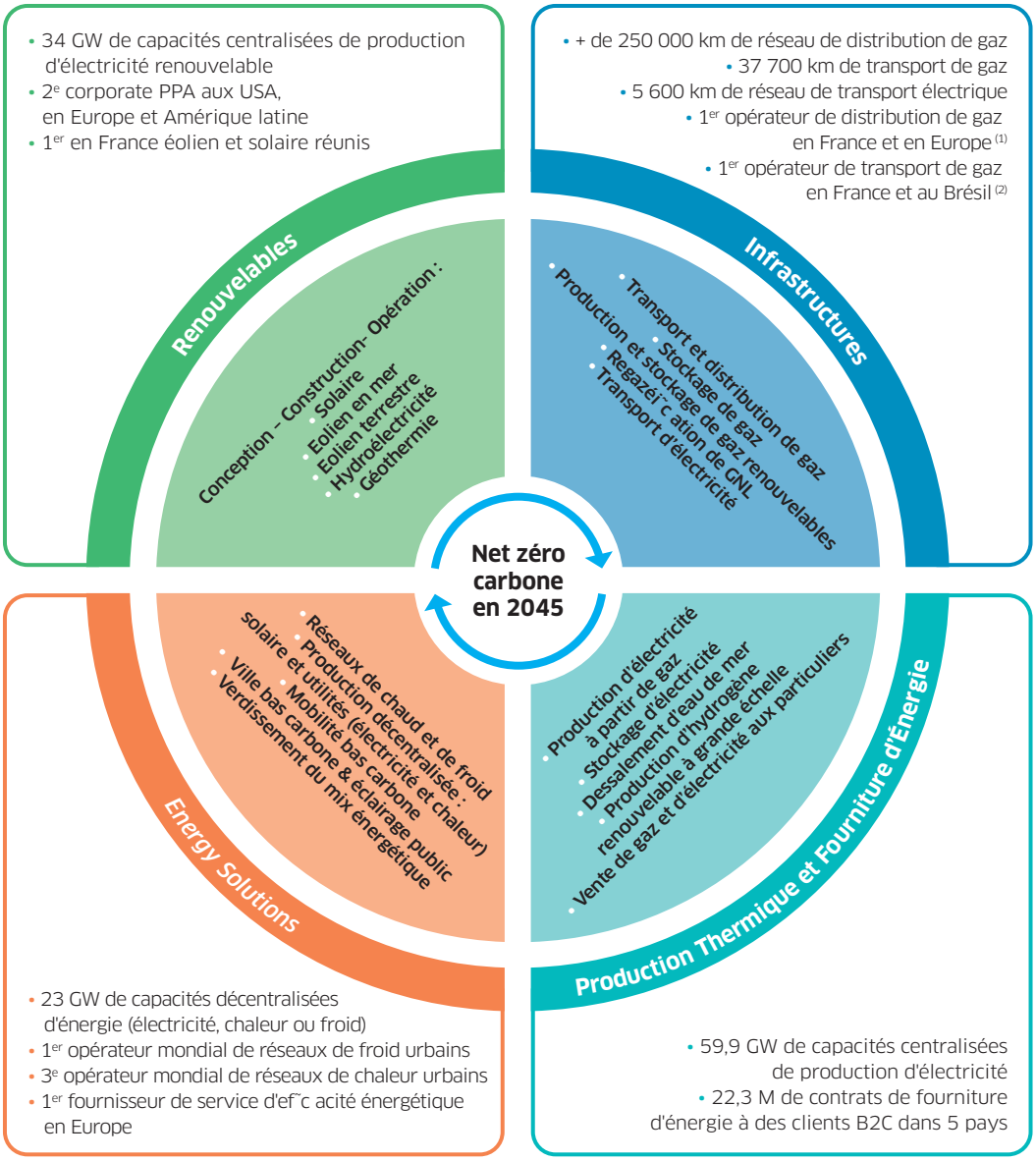
Enfin, les activités Autres (dont *GEMS)* et Nucléaire ne sont pas éligibles à la taxonomie.

À noter que le calcul d'éligibilité des seuls CAPEX de croissance de 2021 donne un ratio de 75%, nettement supérieur aux 48% calculés sur l'ensemble des CAPEX (croissance et maintenance).

3.2 Modèle d'affaires

L'accélération de la transition énergétique déplace la valeur du secteur vers des activités plus respectueuses de l'environnement et des services plus proches du client final. Elle induit, en outre, la nécessité d'apporter des réponses adaptées à chaque territoire, intégrant la bonne compréhension des situations et des ressources locales. ENGIE s'implique pour sensibiliser et coconstruire avec ses parties prenantes la transition énergétique.

Les activités du Groupe, détaillées à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe", peuvent être représentées selon le schéma suivant :



(1) Par le biais de ˜liales indépendantes
(2) Par le biais d'une ˜liale indépendante

Les quatre blocs d'activités du Groupe (Renouvelables, Infrastructures, *Energy solutions*, Production Thermique & Fourniture d'Énergie) et Autres activités mobilisent des capitaux ou des ressources de différentes natures et créent de la valeur selon cinq axes comme illustrée ci-dessous. Cette présentation reprend les principes de *l'International Integrated Reporting Council* (IIRC).

Création de valeur pour ENGIE

LES RESSOURCES

Capitaux Financiers
capitaux propres, capitaux empruntés...
Cf. Section 6.2 "Comptes consolidés"

Capitaux Industriels
actifs industriels, dépenses d'investissement, de développement, de maintenance...
Cf. Section 6.2 "Comptes consolidés"

Capitaux Intellectuels
effectifs et dépenses R&D et innovation...
Cf. Section 1.3 "Recherche, technologies, et innovation "

Capitaux Humains
effectifs, dépenses de personnel et de formation...
Cf. Section 3.4 "Informations sociales"

Capitaux Sociétaux
parties prenantes mobilisées en interne et en externe...
Cf. Section 3.6 "Informations sociétales"

Capitaux Naturels
volumes et dépenses d'achat de matières premières, de fournitures autres, dépenses liées à la préservation de l'environnement...
Cf. Sections 3.5 "Informations environnementales" et 3.7 "Achats, sous-traitance et fournisseurs"

LE *BUSINESS MODEL*

Renouvelables

Infrastructures

Energy Solutions

Production Thermique & Fourniture d'Énergie

Autres activités

LA CRÉATION DE VALEUR

Une transition énergétique durable
capacités de production renouvelables, taux de renouvelable du portefeuille, taux de recyclage des déchets, taux de réduction des émissions de CO_2 et autres polluants, % de sites de production avec un plan environnemental concerté avec les parties prenantes... Cf. Section 3.5 "Informations environnementales"

Une transition énergétique rentable
croissances organiques du chiffre d'affaires et de l'EBITDA, taux de rémunération desactionnaires, ROCE... Cf. Sections 1.4.3 "Chiffres clés ˜nancier s 2021" et 6.2 "Comptes consolidés"

Une transition énergétique pour demain
investissements dans l'innovation et le digital, nombre de labs créés...
Cf. Section 1.3 "Recherche, technologies, et innovation"

Une transition énergétique pour tous
montant récurrent des impôts payés, montant des achats locaux, % de PME parmi les fournisseurs, nombre de clients béné˜ciair es des tarifs sociaux, nombre de béné˜ciair es à un accès à l'énergie
Cf. Sections 3.6 "Informations sociétales" et 3.7 "Achats, sous-traitance et fournisseurs"

Une transition énergétique qui rassemble
politique de rémunération, taux d'actionnariat salarié, taux d'engagement des salariés, taux de fréquence des accidents, % de sites industriels ayant mis en place un dispositif de dialogue avec les parties prenantes
Cf. Sections 3.4 "Informations sociales" et 3.6 "Informations sociétales"

3.3 Analyse des principaux enjeux et risques RSE

Pour identifier les principaux risques RSE, ENGIE s'est appuyé sur la dernière version (2020) de sa matrice des enjeux, dite "matrice de matérialité". Elle a été réalisée pour mieux refléter les attentes et priorités de ses parties prenantes, celles de son *management* et mieux cibler sa stratégie et ses actions.

Il en résulte 20 enjeux répartis selon quatre catégories à savoir : quatre fondamentaux, sept matériels, deux majeurs et sept décisifs.

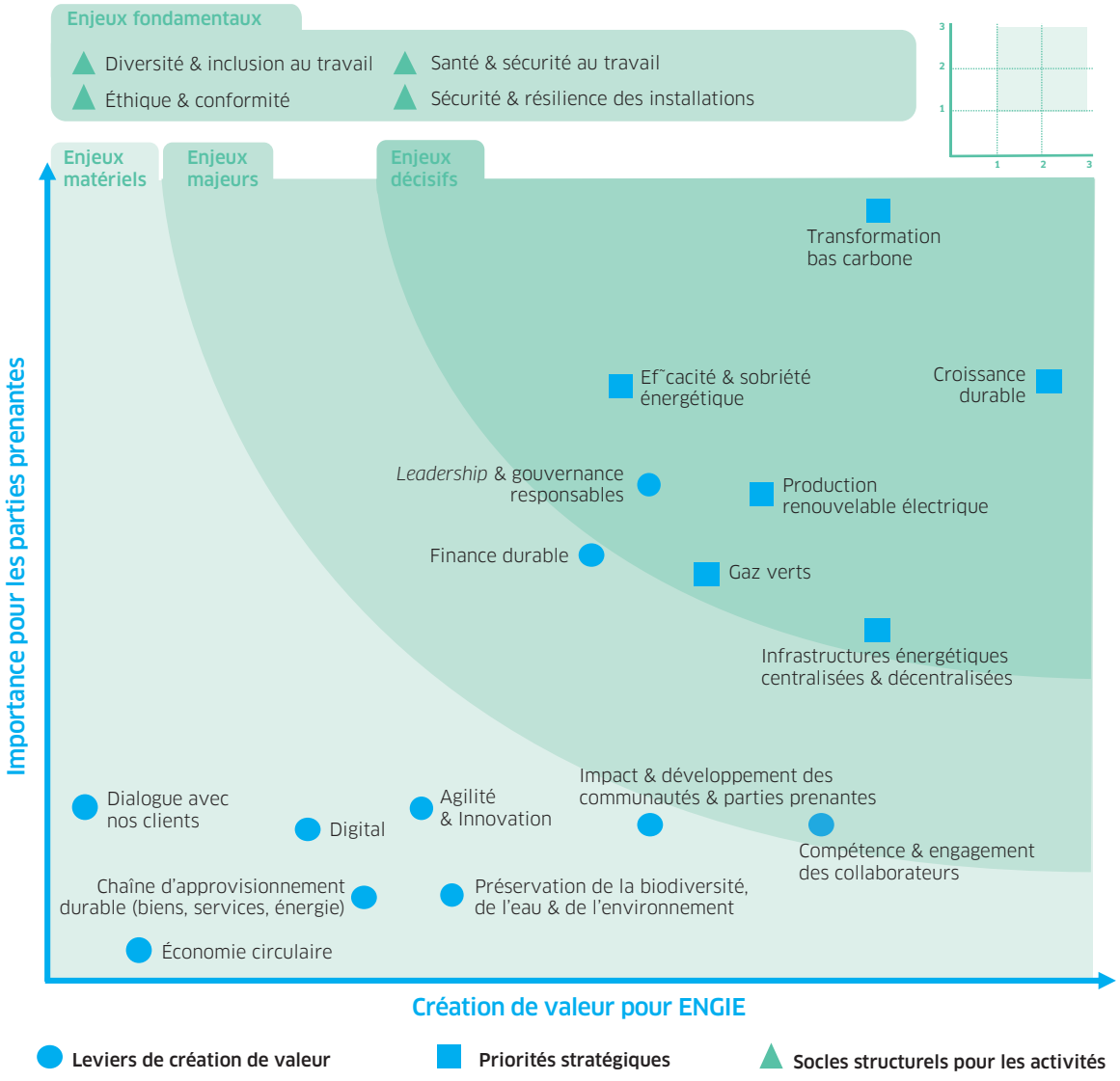
Les enjeux fondamentaux constituent des enjeux pérennes constituant le socle fondateur pour un exercice responsable des activités industrielles et commerciales du Groupe. De ce fait, ils n'ont pas été interclassés, ni comparés aux autres enjeux. Les autres enjeux ont été évalués et classés selon trois catégories de matérialité croissante :

- les enjeux matériels qui contribuent à la création de valeur du Groupe ;
- les enjeux majeurs qui contribuent de manière importante à celle-ci ;
- et les enjeux décisifs qui y contribuent de manière essentielle, six d'entre eux constituant les priorités stratégiques du Groupe.

Les enjeux sont positionnés sur la matrice :

- en fonction de leur importance pour les parties prenantes (axe des ordonnées) ;
- en fonction de l'impact en termes de création de valeur pour ENGIE (axe des abscisses).

La méthodologie de construction de cette matrice est accessible sur le site internet du Groupe (espace Responsabilité Sociétale d'Entreprise).



Les définitions des enjeux 2021 sont précisées dans les tableaux suivants :

Enjeu	Définition
1. & gouvernance responsables	Garantir un *leadership* et une gouvernance exemplaires et transparents, adaptés aux enjeux stratégiques ; assurer la transparence et l'intégrité de l'information grâce à la fiabilité de la communication, la gestion efficace des éventuelles controverses et l'image de marque d'ENGIE ; assurer la lisibilité des objectifs du Groupe ; assurer la cohérence des actions du Groupe vis-à-vis de sa raison d'être.
2. Digital	Mettre notre expertise digitale au service de la transition énergétique en offrant à nos clients des solutions et services innovants différenciants ; mettre à profit ces technologies afin d'améliorer l'efficacité opérationnelle du Groupe et renforcer la cohésion entre nos employés grâce à des nouveaux outils collaboratifs.
3. Croissance durable	Assurer la résilience du modèle d'affaires du Groupe ainsi que la croissance des résultats financiers à long terme ; garantir un partage de la valeur avec l'ensemble des parties prenantes (rémunérer de façon incitative les cadres dirigeants et l'ensemble des collaborateurs ; assurer des dispositifs d'attractivité et de fidélisation des actionnaires) ; limiter les risques d'actifs échoués ; assurer une stabilité en matière de notation financière et RSE.
4. Sécurité & résilience des installations	Assurer la sûreté de fonctionnement des installations et la continuité des activités en garantissant : la sécurité et surveillance des sites sensibles du Groupe (nucléaires et industriels), la résilience et l'adaptation des installations face aux risques climatiques, la cybersécurité des systèmes industriels, la confidentialité et protection des données personnelles de nos collaborateurs et de nos clients ; assurer le démantèlement des sites nucléaires dans les conditions de sécurité requises.
5. Compétence & engagement des collaborateurs	Favoriser l'appropriation de la raison d'être, de la stratégie et des valeurs d'ENGIE par les collaborateurs en les rendant acteurs de leur déploiement ; renforcer la relation de confiance entre le management et les collaborateurs ; explorer et développer les nouveaux modes de travail adaptés aux besoins des collaborateurs ; assurer un dialogue social de qualité au sein du Groupe ; capitaliser sur les compétences des collaborateurs et les accompagner dans leurs évolutions professionnelles ; attirer et développer les talents ; renforcer l'intrapreneuriat dans nos pratiques.
6. Santé & sécurité au travail	Garantir la sécurité et des conditions de travail optimales pour nos collaborateurs, contractants et sous-traitants dans l'ensemble des zones géographiques où le Groupe opère.
7. Diversité & inclusion au travail	Promouvoir l'égalité des chances et faire de l'égalité de traitement une réalité ; veiller à la non-discrimination à l'égard de nos salariés comme de nos candidats ; promouvoir la diversité des profils et des expériences à tous les niveaux de l'entreprise.
8. Économie circulaire	Encourager la circularité tout au long de la chaîne de valeur en favorisant le recyclage, la réutilisation et la valorisation des ressources dans les opérations ; maîtriser la consommation des ressources (consommation responsable) ; assurer une utilisation efficiente des matières premières.
9. Préservation de la biodiversité, de l'eau & de l'environnement	Prévenir et maitriser l'impact des opérations du Groupe sur la biodiversité, l'eau et l'environnement (pollution sonore, pollution des sols, pollution de l'eau et de l'air) ; être acteur et moteur de la protection de l'environnement et contribuer à la restauration des habitats naturels à travers des engagements ciblés et concrets.
10. Transformation bas carbone	Agir positivement pour l'environnement et le climat en assurant un virage lisible et ambitieux vers des activités bas-carbone, en se désengageant des activités carbonées, en développant des offres visant à réduire l'empreinte carbone des clients du Groupe, en maîtrisant l'empreinte carbone de nos chaînes d'approvisionnement et de nos pratiques de travail.
11. Production renouvelable électrique	Renforcer notre investissement dans un portefeuille d'activités compétitif et durable de production électrique à partir d'énergies renouvelables et en assurer l'acceptabilité locale; anticiper les nouvelles sources d'énergies renouvelables et être acteur de leurs déploiements.
12. Gaz verts	Développer de façon durable l'ensemble de la chaîne de valeur des gaz verts (biométhane, hydrogène) ; sensibiliser nos clients et parties prenantes aux rôles des gaz verts comme leviers de résilience et de performance dans la transition énergétique.
13. Infrastructures énergétiques centralisées & décentralisées	Poursuivre le développement des infrastructures énergétiques de gaz et d'électricité ainsi que les infrastructures décentralisées (réseaux de chaleur et de froid, réseaux de bornes de recharge pour véhicules électrique, réseaux urbains d'éclairage public, etc.) ; mettre à profit les nouvelles technologies au service de la gestion intelligente et connectée des réseaux et des infrastructures.

Enjeu	Définition
14. Agilité & innovation	Faire évoluer la culture d'entreprise vers une plus grande agilité et ouverture à l'innovation ; renforcer nos capacités d'évolution (adaptation des *business models* et de l'organisation de Groupe, transformation des modes de travail, développement de l'intrapreneuriat, etc.) face aux évolutions de l'environnement du Groupe (attentes, usages, etc.).
15. Dialogue avec nos clients	Engager un dialogue d'ordre stratégique avec nos clients actuels et historiques afin de les accompagner au mieux dans leur transformation bas carbone ; sensibiliser l'ensemble de nos clients à nos valeurs et engagements ; développer une relation partenariale de qualité et s'adapter aux spécificités de nos implantations géographiques ; s'engager sur une performance (énergétique, carbone,etc.) à long terme auprès de nos clients.
16. Éthique & conformité	Garantir une conduite responsable des affaires à travers des pratiques éthiques robustes et transparentes au niveau des activités opérationnelles (ex. anti-corruption, fiscalité).
17. Impact & développement des communautés et parties prenantes	Œuvrer pour le respect des droits humains sur toute notre chaîne de valeur, maintenir un dialogue continu et de qualité avec les parties prenantes ; développer de nouvelles dynamiques de partenariats ; contribuer positivement au développement territorial, dans le respect des communautés locales, en tenant compte de l'évolution des besoins ; contribuer à une transition énergétique juste et efficace ; encourager une économie plus inclusive et plus équitable.
18. Finance durable	Œuvrer en faveur d'une finance durable à travers : la promotion d'instruments financiers responsables (*green bonds*, etc.), l'intégration des enjeux ESG dans le processus d'investissement afin de favoriser le développement d'activités durables ; démontrer l'alignement des actions d'ENGIE avec les attentes croissantes des investisseurs et des agences de notation RSE ; anticiper et s'adapter aux évolutions réglementaires en la matière.
19. Chaîne d'approvisionnement durable (biens, services, énergie)	Promouvoir les pratiques RSE d'ENGIE tout au long de ses chaînes d'approvisionnement ; favoriser un dialogue de qualité avec ses fournisseurs ; nouer des partenariats stratégiques en matière de développement durable ; maîtriser les risques sociaux et environnementaux liés à l'activité et à la localisation géographique des fournisseurs de biens, de services et d'énergie ; privilégier un panel de fournisseurs diversifiés afin de garantir la continuité de l'activité.
20. Efficacité & sobriété énergétique	Accompagner une démarche individuelle et collective de changements techniques, d'usages, pratiques et modes d'organisation visant à la réduction des consommations énergétiques ; à tous les niveaux du Groupe : pratiques quotidiennes de travail, opérations, chaîne d'approvisionnement et chez nos clients à travers nos offres ainsi qu'au niveau de nos infrastructures.

Ces 20 enjeux génèrent des risques et des opportunités RSE. Ces risques RSE sont classés conformément à la réglementation selon la typologie suivante :

- environnementaux ;
- sociétaux ;
- sociaux ;
- et de gouvernance.

Les principaux Objectifs de Développement Durable (ODD) des Nations Unies pouvant être impactés par ces risques sont également indiqués.

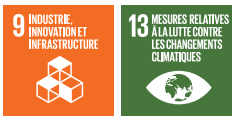
L'analyse des risques retenue au Chapitre 2 "Facteurs de risques et contrôle" diffère de l'analyse de ces risques RSE. Au Chapitre 2, les risques dits "risques matériels spécifiques nets" sont évalués et hiérarchisés. Ils sont propres aux activités d'ENGIE et peuvent avoir un impact financier à court ou moyen terme dans le cadre de décisions d'investissement concernant ENGIE. Ils sont qualifiés de "nets" en regard de leur impact potentiel résiduel après avoir pris en compte les mesures prises par le Groupe pour les réduire.

Les risques de la présente Section sont de nature RSE, ne sont pas forcément spécifiques aux activités d'ENGIE, et peuvent avoir des impacts à moyen ou long terme. Ce sont des risques bruts, non atténués par les mesures de gestion prises par ENGIE.

Ces approches différentes expliquent les écarts entre la liste des risques présentés au Chapitre 2 et ceux de la présente Section.

RISQUES ENVIRONNEMENTAUX

Enjeu 2 : Digital
Enjeu 4 : Sécurité et résilience des installations
Enjeu 8 : Économie circulaire
Enjeu 9 : Préservation de la biodiversité, de l'eau et de l'environnement
Enjeu 10 : Transformation bas carbone
Enjeu 11 : Production renouvelable électrique
Enjeu 12 : Gaz verts
Enjeu 13 : Infrastructures énergétiques centralisées et décentralisées
Enjeu 20 : Efficacité & sobriété énergétique

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
A	*Sécurité industrielle :* il correspond au risque d'atteinte à l'intégrité des personnes ou des biens du fait des activités opérationnelles du Groupe.	Ventes de services : digitalisation, robotisation, sécurisation et surveillance de sites sensibles, aide à l'adaptation au changement climatique d'installations clients, aide à la décarbonation de portefeuilles clients	
B	*Sûreté nucléaire :* il correspond aux risques spécifiques en cas d'accidents pouvant conduire à des rejets radioactifs issus des centrales nucléaires du Groupe.		
C	*Cyber-attaque des systèmes industriels :* il correspond à l'attaque des systèmes de commande industriels.		
D	*Atteinte aux patrimoines matériels et immatériels par malveillance :* il correspond aux actes de malveillance touchant les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, mais aussi ceux touchant l'information, constitutive du patrimoine immatériel du Groupe, qu'elle soit sur support informatique, physique ou même véhiculée verbalement.		
E	*Contribution au changement climatique*	Ventes de services : réduction de l'empreinte carbone de sites industriels, plans de gestion de l'environnement Programme de restauration de la faune et la flore Mobilisation des parties prenantes: clients, salariés, territoires, ONG	
F	*Impact du changement climatique*		
G	*Biodiversité*		
H	*Stress hydrique*		
I	*Gestion des déchets*		
J	*Pollution atmosphérique*		
K	*Pollution du milieu environnant*		

RISQUES SOCIÉTAUX

Enjeu 3 : Croissance durable
Enjeu 15 : Dialogue avec les clients
Enjeu 17 : Impact et développement des communautés et des parties prenantes
Enjeu 18 : Finance durable
Enjeu 19 : Chaîne d'approvisionnement durable

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
L	*Acceptation sociale :* les activités du Groupe impliquent la détention de divers permis et autorisations dont l'obtention ou le renouvellement auprès des autorités réglementaires compétentes peut impliquer des procédures longues et coûteuses. Le Groupe peut être confronté à l'opposition de la population locale ou d'associations lors de l'installation ou de l'exploitation de certains équipements.	Co-construction des offres avec les parties prenantes Pérennisation des activités industrielles Développement de l'offre d'accès à l'énergie dans les territoires non desservis Traitement de la précarité énergétique par des offres adaptées Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe	
M	*Gestion de grands projets :* avec notamment la prise en compte du dialogue avec les parties prenantes, le non-respect du coût, des délais de construction et de la performance opérationnelle des grands projets industriels.		
N	*Réputation :* incapacité de l'entreprise à instaurer et conserver la confiance des parties prenantes et à en obtenir les bénéfices qui y sont associés, incapacité à maintenir les valeurs et les normes sociales de l'entreprise y compris chez ses fournisseurs ou sous-traitants, incapacité de l'entreprise et du projet à bâtir et protéger son image de marque, incapacité des projets visant un meilleur accès à l'énergie à atteindre leurs cibles.		

RISQUES SOCIAUX

Enjeu 1 : et gouvernance responsables
Enjeu 5 : Compétences et engagement des collaborateurs
Enjeu 14 : Agilité et innovation

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
O	*Compétences* : c'est-à-dire la pénurie de personnes qualifiées, l'indisponibilité de ressources flexibles en fonction des besoins, la perte de connaissances clés en cas de départ par manque de plans de succession ou en raison de conditions plus attrayantes dans la même zone géographique.	Adaptation aux évolutions des métiers Attrait du Groupe auprès des jeunes sensibles à la neutralité carbone Digitalisation améliorant l'efficacité du travail	
P	*Adhésion des salariés* : dans le cadre de la transformation du Groupe, le manque d'adhésion peut conduire à des mouvements sociaux.		

Enjeu 7 : Diversité et inclusion au travail

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
Q	*Diversité* : non-représentativité de la population salariée par rapport à la société dans laquelle le Groupe évolue.	Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe Inclusivité de l'entreprise Reflet de la société Attractivité du Groupe	
R	*Inéquité* : traitement discriminatoire des salariés ou des candidats.		

Enjeu 6 : Santé - sécurité au travail

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
S	*Santé-sécurité au travail* pour les salariés, les contractants et les sous-traitants.	Amélioration de la performance opérationnelle Bien-être au travail Motivation des salariés	
T	*Sûreté dans les déplacements*		

RISQUES DE GOUVERNANCE

Enjeu 1 : et gouvernance responsables
Enjeu 16 : Éthique et conformité

	Risques associés	Opportunités associées	ODD associés
U	*Corruption* : le risque d'un comportement pénalement répréhensible par lequel une personne sollicite ou accepte un avantage en vue d'accomplir un acte entrant dans le cadre de ses fonctions.	Exemplarité citoyenne du Groupe Motivation des salariés	
V	*Fiscal* : le risque de non-conformité aux réglementations fiscales, aux obligations de déclaration et à leurs évolutions.		

Enjeu 17 : Impact et développement des communautés et des parties prenantes

	Risques associés	Opportunités associées	ODD associés
W	*Atteinte aux droits humains*	Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe	

Conformément à la réglementation, ces risques sont analysés, dans les pages suivantes, au travers :

- d'un résumé des politiques ou des plans d'actions mis en œuvre pour les limiter ;
- des indicateurs mis en place pour les suivre avec parfois des objectifs fixés ;
- et des résultats de ces indicateurs sur trois ans.

Par ailleurs, conformément à la loi du 27 mars 2017, ENGIE a défini un plan de vigilance pour les risques liés aux Droits Humains au sens large, comprenant aussi les aspects santé-sécurité, achats responsables et environnement. Ce plan de vigilance couvre l'ensemble des activités d'ENGIE et de ses filiales contrôlées dans le monde entier ainsi que celles de ses principaux fournisseurs. Ce plan de vigilance est présenté à la Section 3.9 "Plan de vigilance".

3.3.1 Principaux risques environnementaux

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque A : Sécurité industrielle (Voir Section 2.2.5.1)				
Politique de santé-sécurité d'ENGIE intégrant la sécurité industrielle Politiques de sécurité industrielle spécifiques aux différentes activités mises en œuvre par les filiales du Groupe Plans d'actions mis en œuvre par les filiales intégrant le retour d'expérience dans une logique d'amélioration continue	Suivi au niveau des filiales des incidents et accidents liés à la sécurité industrielle Évaluation du niveau de maîtrise des risques réalisée au travers de référentiels de contrôle interne dédiés (IND 2 & 3)	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles
Risque B : Sûreté nucléaire (Voir Section 2.2.5.4)				
Politique de sûreté nucléaire et radioprotection Supervision indépendante de la sûreté nucléaire Plan global de sûreté nucléaire 2016-2020 Exigences minimales portant sur les systèmes de management des acteurs nucléaires	Suivi des incidents significatifs	Pas d'incident significatif	Pas d'incident significatif	Pas d'incident significatif
Risque C : Cyberattaque des systèmes de contrôle industriels (Voir Section 2.2.6.1)				
Révision de la politique Groupe de sécurité des systèmes de contrôle industriel Référentiel technique de sécurisation Référentiel d'évaluation qualitative du niveau de maturité de la culture cybersécurité des entités	Suivi du taux de sécurisation des sites à sécuriser en priorité (sites critiques et sensibles) Évaluation du niveau de maîtrise du risque réalisée au travers d'un référentiel de contrôle interne dédié (IND 4)	Maintien de la sécurisation des sites existants et sécurisation de nouveaux sites conformément aux objectifs	Maintien de la sécurisation des sites existants et sécurisation de nouveaux sites conformément aux objectifs	Maintien de la sécurisation des sites existants et sécurisation de nouveaux sites conformément aux objectifs
Risque D : Atteinte aux patrimoines par malveillance (Voir Section 2.2.6.5)				
Politique Groupe de protection des personnes et des patrimoines matériels et immatériels Mesures de prévention et de protection mises en œuvre suivant la criticité de la zone d'implantation Comité Groupe de sécurité de l'information	Suivi des menaces qui pèsent sur le Groupe, en particulier terroristes Suivi des dommages aux patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines
Risque E : Contribution au changement climatique (Voir Section 2.2.2)				
Politique environnementale Groupe qui précise : • les enjeux environnementaux du Groupe dont le changement climatique ; • les moyens mis en œuvre par le Groupe pour répondre à ces enjeux et améliorer sa performance ; • les éléments de gouvernance qui contribuent à la mise en œuvre de la politique environnementale du Groupe.	Objectifs à horizon 2030 : • 43 Mt d'émissions de GES (scopes 1 et 3) liées à la production d'énergie, conformes aux engagements SBT	67	68	75
	• 52 Mt d'émissions de GES liées à l'usage des produits vendus, conformes aux engagements SBT	66	62	61
	• 0 Mt d'émissions de GES liées à nos pratiques de travail (après compensation)	0,6	0,5	0,7
	• 58% de capacités électriques renouvelables, conformes aux engagements SBT	34%	31%	28%
Risque F : Impact du changement climatique (Voir Section 2.2.2)				
Politique environnementale Groupe	Objectif à horizon 2030 : • 100% des activités, projets et sites en démantèlement avec un plan environnemental en concertation avec les parties prenantes	37%	21%	nd

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque G : Biodiversité				
Politique Biodiversité Groupe qui s'attache à : • éviter les impacts directs ou indirects de ses activités et de celles de sa chaîne de valeur sur la biodiversité ; • à défaut à les réduire ; • voire à les compenser en dernier ressort.	Objectif à horizon 2030 : • 100% des activités industrielles avec un plan de gestion écologique des sites	28%	0%	nd
Risque H : Stress hydrique				
Politique Eau Groupe qui porte une attention particulière à la gestion de l'eau utilisée dans la production d'énergie et aux procédés de retraitement des eaux usées	Objectif à horizon 2030 : • Réduction de 35% de la consommation d'eau des activités industrielles par rapport à 2019	+1,8%	-19%	0%
Risque I : Gestion des déchets				
Politique économie circulaire Groupe qui vise à ce que chaque site ou activité travaille à la valorisation et/ou au recyclage de ses déchets	% de déchets non dangereux valorisés	84%	76%	68%
	% de déchets dangereux valorisés	15%	30%	31%
Risques J et K : Pollution atmosphérique et pollution du milieu environnant				
Politique environnementale Groupe	NOx (t)	49 819	49 022	52 799
	SO_2 (t)	106 028	119 584	124 276
	Poussières (t)	5 820	6 312	4 662
	Mercure (kg)	198	305	312

3.3.2 Principaux risques sociétaux

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque L : Acceptation sociétale				
Politique sociétale Groupe qui précise : • les enjeux sociétaux pour le Groupe ; • les moyens mis en œuvre pour y répondre ; • les éléments de gouvernance qui contribuent à sa mise en œuvre.	Objectif à horizon 2030 : • 100% de ses activités, projets et sites en démantèlement avec un plan environnemental en concertation avec les parties prenantes	37%	21%	nd
	Nombre de sessions de formation à l'outil *"stakeholder engagement"* qui est un référentiel d'autoévaluation basé sur la norme AA1000 – gestion des parties prenantes, produite par l'ONG *Accountability*	14	6	9
Risque M : Gestion des grands projets (voir Section 2.2.6.2)				
Procédure d'investissement des projets passant en Comité d'Investissement Groupe qui prévoit une analyse de risques et une matrice d'auto – évaluation de 9 critères RSE établis sur la base des éléments issus des EIA *(Environmental Impact Assessment)* et des ESIA *(Environmental Social Impact Assessment)*	Analyse de risques Matrice de 9 critères RSE			Pas d'indicateur

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque N : Réputation				
Protection de la marque	Taux de satisfaction NPS des clients B2C (*Net promoter Score compris entre -100 et + 100*) basé sur la différence entre les promoteurs (répondants donnant une note de 9 ou 10) et les détracteurs (répondants donnant une note de 0 à 6)			
	France (13 288 000 contrats en 2021)	+19	+19	+4
	Belgique (4 182 000 contrats en 2021)	+2	-1	-9
	Italie (840 000 contrats en 2021)	+29	+19	nd
	Roumanie (2 765 000 contrats en 2021)	+49	+50	+38
	Australie (735 000 contrats en 2021)	+5	nd	nd
	Objectif à horizon 2030 : • 45 Mt CO_2 évitées chez nos clients par les offres et services d'ENGIE	28	21	nd
Politique environnementale	Nombre de plaintes et de condamnations environnementales	13 plaintes et 2 condamnations	6 plaintes et 2 condamnations	10 plaintes et 1 condamnation
Charte éthique Code de conduite de la relation commerciale Code de conduite de la relation avec les fournisseurs	Dysfonctionnements éthiques suivis à travers l'outil de *reporting* éthique *My Ethics Incident* (partie du système de remontée managériale)	277 incidents avérés ou non	283 incidents avérés ou non	282 incidents avérés ou non
Charte Achats Groupe qui précise les exigences et les engagements d'ENGIE dans sa relation avec les fournisseurs	Objectifs à horizon 2030 : • 100% des fournisseurs préférentiels (hors achats d'énergies) certifiés ou alignés SBT	20%	15%	nd
	• Indice de 100 sur les achats responsables (hors énergie) : évaluation RSE et achats inclusifs	40	25	nd
Promotion d'un accès à l'énergie pour des populations éloignées des réseaux, notamment en Afrique	Objectif à horizon 2030 : • 30 millions de bénéficiaires avec un accès à une énergie abordable, fiable et propre depuis 2018 (hors fonds à impact Rassembleurs d'Énergies)	7 M	6 M	4 M
Plan de vigilance (voir Section 3.9)				

3.3.3 Principaux risques sociaux

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque O : Compétences				
Politique de développement et de mobilité Groupe qui s'articule autour : • d'ENGIE *Skills* qui a pour objectif de gérer de façon anticipée les compétences afin de préparer l'avenir ; • d'ENGIE *Mobility* qui favorise les mobilités internes ; • et s'appuie sur ENGIE *University*.	Objectif à horizon 2030 : • 100% de salariés formés dans l'année	82%	70%	69%
	Suivi du nombre d'embauches (CDI et CDD)	33 806	29 481	37 182
	Suivi du taux de *turnover* volontaire	7,4%	5,4%	7,1%
Politique d'innovation Groupe qui s'appuie sur : • l'entité ENGIE Fab pour mettre en œuvre de nouveaux business ; • le fonds d'investissement ENGIE *New Ventures* pour accompagner des *start-ups*. Politique de recherche & technologies Groupe qui s'appuie sur l'entité ENGIE *Research* qui regroupe plusieurs Labs et des centres d'expertise et d'ingénierie	Dépenses de R&D	138 M€	190 M€	189 M€
Risque P : Adhésion				
Leadership Way qui définit quatre comportements clés – la bienveillance, l'exigence, l'ouverture, l'audace – qui permettent de répondre à cinq objectifs : préparer le futur – développer et responsabiliser – agir et faire bouger les lignes – délivrer la performance – adopter une posture inspirante au quotidien	Taux d'engagement des salariés à travers l'enquête annuelle mondiale "ENGIE&Me"	83%	83%	80%
Lieux de concertation privilégiés entre la Direction et les représentants du personnel : Comité d'Entreprise européen et Comité Groupe France	Ces instances assurent le suivi et la signature d'accords collectifs Groupe	Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale signé en janvier 2022	Pas de nouvel accord	Pas de nouvel accord
Risque Q : Diversité				
Politique de diversité du Groupe Label diversité	Taux de femmes dans les effectifs	21,8%	21,4%	20,8%
	Objectif à horizon 2030 : • 50% de femmes managers	24,6%	24,1%	23,5%
Emploi des jeunes	Objectif à horizon 2030 : • 10% d'apprentis dans les effectifs en Europe	4,6%	4,3%	3,9%
Risque R : Inéquité				
Politique d'égalité professionnelle	Objectif à horizon 2030 : • Indice d'équité femmes/hommes de 100			
	France	89	87	72
	Reste du monde	82	80	72

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque S : Santé et sécurité au travail				
Politique Groupe santé-sécurité qui fixe les principes fondamentaux à mettre en œuvre par l'ensemble des entités d'ENGIE de façon à respecter l'intégrité des personnes et des biens. Elle constitue pour chacun une référence pour que la santé et la sécurité soient intégrées dans toutes les activités du Groupe	Objectif à horizon 2030 : • Taux de fréquence total des accidents avec arrêt des salariés et sous-traitants sur sites à accès contrôlé ≤ 2,3	2,9 pour un objectif 2021 inférieur ou égal à 3,1	2,7 pour un objectif 2020 inférieur ou égal à 3,3	3,3
Plan d'action santé-sécurité 2021-2025 articulé en trois programmes *"no life at risk", "no mind at risk", "no asset at risk"*. Accord européen sur l'amélioration de la qualité de vie au travail	Objectif à horizon 2030 : • Taux de prévention [1] ≥ 0,75 Suivi des résultats santé-sécurité par le Comex, le CEEDD et le Conseil d'Administration	0,58 pour une valeur minimale de 0,50	0,59 pour une valeur minimale de 0,42	0,42
Campagne de communication annuelle	Déploiement au travers de la filière santé-sécurité	Communication focalisée sur la prévention de la Covid-19	Campagnes de communication sur la Covid-19 et sur le maintien de la vigilance en santé-sécurité	Campagne de communication sur l'analyse de risques de dernière minute
Risque T : Sûreté dans les déplacements				
Règles sûreté pour les déplacements internationaux Accès des salariés au portail médical et sanitaire d'international ISOS Accès des salariés aux analyses et rapports du site Control Risks Group sur les risques pays et au *e-learning* sur la sûreté des personnes voyageant à l'étranger	Renforcement des dispositifs de détection des événements Dispositif *Travel tracker* permettant de suivre les personnes voyageant dans des zones à risque Système d'alerte à l'attention des personnels sédentaires qui vient compléter le dispositif d'alerte des personnels en mobilité internationale	Pas d'événement significatif	Pas d'événement significatif	Pas d'événement significatif

(1) Le taux de prévention est le rapport entre le nombre d'événements et situations à fort potentiel de gravité (HiPo), et la somme du nombre d'HiPo et d'accidents du travail avec arrêt, incluant les accidents mortels du travail, pour les salariés du Groupe et ses sous-traitants sur les sites à accès contrôlés

3.3.4 Principaux risques de gouvernance

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2021	Résultats 2020	Résultats 2019
Risque U : Corruption				
Politique anti-corruption basée sur : • la Charte éthique ; • le guide pratique de l'éthique ; • le référentiel intégrité ; • le référentiel conformité éthique ; • des politiques spécifiques : Évaluations des tiers, consultants commerciaux, cadeaux, invitations, conflits d'intérêts, lobbying notamment et de la relation avec les fournisseurs ; • la clause éthique et RSE dans les conditions générales de ventes.	Dispositif de signalement et *reporting* des incidents éthiques Dispositif de contrôle Procédure de conformité annuelle via un système de *reporting* spécifique Programme de contrôle interne INCOME COR4 Audits internes et externes dont l'audit de certification ISO 37001 reçue en 2018, confirmée en 2019 et 2020 et renouvelée en 2021 Publication annuelle de la Communication sur les progrès du Principe 10 de l'ONU	277 incidents avérés ou non avérés déclarés dans My Ethics Incident dont 25 cas d'allégations de corruption	283 incidents avérés ou non avérés déclarés dans My Ethics Incident dont 20 cas d'allégations de corruption	282 incidents avérés ou non avérés déclarés dans INFORM'ethics dont 9 cas d'allégations de corruption
	Système de lanceur d'alerte : ethics@ENGIE.com	187 incidents dont 51 concernant l'éthique des affaires	201 incidents dont 20 concernant l'éthique des affaires	183 incidents dont 17 concernant l'éthique des affaires
	Le Groupe s'est engagé à former ses cadres dirigeants, engagement élargi pour 2019 aux cadres managers (GMR), à la lutte contre la corruption en 2025	96% des GMR	86% des GMR	91% des cadres dirigeants et 86% des cadres managers
	Objectif à horizon 2030 : • 100% du personnel le plus exposé au risque de corruption formé	51%	21%	25%
Risque V : Fiscal				
Politique fiscale définit les règles et principes de paiement des impôts dans les pays où le Groupe opère	*Reporting* fiscal pays par pays Adhésion aux principes de l'initiative BTeam des Nations Unies	Voir site internet	Voir site internet	Voir site internet
Risque W : Atteinte aux droits humains				
Référentiel et politique droits humains Plan de vigilance Politique de *due diligence* éthique (fournisseurs, sous-traitants et partenaires commerciaux)	*Check-list* sur les risques d'atteintes aux droits humains (revue des risques annuels de violation des droits humains, voir Sections 2.2.7 et 3.8.2) Rapport de conformité éthique annuel (indicateurs quantitatifs et qualitatifs, voir Section 3.8.6) Dispositif de signalement et *reporting* des incidents éthiques (voir Section 3.8.4) Suivi du plan de vigilance du Groupe (voir Section 3.9.3)	277 incidents dans My Ethics Incident (allégués ou non avérés) dont 26 allégations relatives aux droits humains et droit de l'environnement (hors allégations liées aux faits d'ordre de harcèlement sexuel et de harcèlement moral)	283 incidents dans My Ethics Incident (allégués ou non avérés) dont 6 allégations relatives aux droits humains et droit de l'environnement (hors allégations liées aux faits d'ordre de harcèlement sexuel et de harcèlement moral)	282 incidents (avérés ou non avérés) déclarés dans INFORM'ethics dont 0 cas portant sur les droits humains

3.4 Informations sociales

La stratégie Ressources Humaines (RH) d'ENGIE appuie et contribue à la stratégie du Groupe. À l'écoute de ses parties prenantes, la fonction RH a pour rôle de concilier en permanence performance économique, progrès humain et contributions sociétales. C'est une responsabilité nécessaire et complexe qui appelle une fonction RH forte et agile.

En mai 2021, le Groupe a présenté sa feuille de route stratégique. La nouvelle organisation mise en place le 1er juillet 2021 combine les dimensions métiers et géographiques. Cette nouvelle organisation a été également marquée par la création d'EQUANS, une entité structurée en véritable *leader* mondial des services et des activités d'installations et maintenance multi-techniques.

Dans cette perspective, la filière RH agit en véritable appui au *business*, efficace et performant et accompagne l'évolution de l'organisation. La filière doit être capable d'apporter des réponses concrètes sur trois objectifs stratégiques : attirer et fidéliser tous les talents en développant les compétences, faire évoluer le *leadership* et diffuser la culture ENGIE. La réussite d'ENGIE s'appuie sur les femmes et les hommes qui composent le Groupe et qui représentent son premier levier de performance.

Pour soutenir cette nouvelle organisation, ENGIE a déployé un programme spécifique d'accompagnement au changement baptisé "*ENGIE WOW*" (*Ways Of Working*), en complément du *Leadership Way*. Ce dernier est décliné en cinq principes : COLLABORATE, PRIORITIZE, ENGAGE, COMMIT TO DELIVER, FOCUS ON BUSINESS qui visent à :

- permettre à tous les collaborateurs de comprendre le sens et les conséquences pratiques de la nouvelle organisation ;
- déployer le raisonnement et la compréhension de la nouvelle structure et de l'organisation matricielle ;
- renforcer la coordination des initiatives et des activités entre les différentes entités du Groupe en mutualisant les ressources ;
- traduire des principes génériques en actions et comportements pratiques pour atteindre les impératifs de performance.

Enfin, le Groupe a maintenu ses engagements sociaux tels que définis : 50% de femmes dans le management d'ici 2030, égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes, insertion professionnelle avec un objectif de 10% d'alternants en 2021 en France et en 2030 en Europe, 100% de personnel formé chaque année d'ici à 2030. La pandémie a donné lieu à l'accélération du Programme mondial de protection sociale *ENGIE Care* (voir Section 3.4.5.2). Ce programme protège les salariés face aux aléas de la vie et ce partout dans le monde. Il contribue à l'attractivité du Groupe, à la rétention des collaborateurs et au renforcement de la politique RSE d'ENGIE. La filière RH doit poursuivre son action pour accompagner ses collaborateurs et le *business*. Elle partage et adapte les pratiques mises en place au sein de ses territoires, pour garantir la sécurité et la santé des collaborateurs, leur bien-être au travail et assurer leur développement.

3.4.1 Données sociales

3.4.1.1 Effectif

Présent dans plus d'une soixantaine de pays en 2021, ENGIE compte 171 474 salariés. L'effectif a diminué de 1 229 salariés soit -0,7% par rapport à 2020. Cette évolution s'explique par la cession d'entités répondant à la nouvelle stratégie de développement.

GRI 102-7 /405-1	France	Europe, hors France	Amérique latine	USA & Canada	Moyen Orient, Asie et Afrique	2021	2020	2019
Renouvelables	2 752	258	1 282	221	369	4 882	4 878	4 550
Infrastructures	17 415	3 061	797	1 269	-	22 542	19 624	19 496
Solutions clients	45 897	48 929	9 925	3 911	8839	117 501	117 291	117 723
Energy Solutions	19 744	15 544	2 278	2 103	7 862	47 531	47 716	47 651
EQUANS	26 153	33 385	7 647	1 808	977	69 970	69 575	70 072
Fourniture d'Énergie	7 109	3 707	53	-	1 960	12 829	16 495	15 521
Production Thermique	175	1 205	1442	3	1 437	4 262	2 819	3 129
Nucléaire	-	2 135	-	-	-	2 135	2 190	2 160
Autres	4 368	2 059	-	768	128	7 323	9 406	8 524
TOTAL	**77 716**	**61 354**	**13 499**	**6 172**	**12 733**	**171 474**	**172 703**	**171 103**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

GRI 102-7 / 405-1	2021 Renouvelables	Infrastructures	Solutions clients *Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	%	2020 Groupe	2019 Groupe
Cadres	**2 536**	**5 727**	**12 563**	**15 178**	**2 659**	**1 410**	**503**	**5 243**	**45 819**	**26,7%**	**45 280**	**42 963**
Hommes	1 802	3 869	9 659	12 753	1 615	1 177	407	3 260	34 542	75,3%	34 361	32 856
Femmes	734	1 858	2 904	2 425	1 044	233	96	1 983	11 277	24,6%	10 919	10 106
Non cadres	**2 346**	**16 815**	**34 968**	**54 792**	**10 170**	**2 852**	**1 632**	**2 080**	**125 655**	**73,2%**	**127 423**	**128 141**
Hommes	1 798	12 478	28 599	45 417	6 529	2 559	1 429	818	99 627	79,2%	101 281	102 527
Femmes	548	4 338	6 369	9 375	3 641	293	203	1 262	26 029	20,7%	26 142	25 614
TOTAL	**4 882**	**22 542**	**47 531**	**69 970**	**12 829**	**4 262**	**2 135**	**7 323**	**171 474**	**100%**	**172 703**	**171 103**
Hommes	3 600	16 347	38 258	58 170	8 144	3 736	1 836	4 078	134 169	78,2%	135 642	135 383
Femmes	1 282	6 195	9 273	11 800	4 685	526	299	3 245	37 305	21,7%	37 061	35 720
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

Au 31 décembre 2021, l'effectif se compose de 45 819 cadres soit 26,7% et 125 655 non-cadres soit 73,2%. La proportion des cadres, en légère hausse, passe de 26,2% à 26,7%. La part des effectifs féminins progresse de 21,5% à 21,7% et représente 24,6% des cadres (voir Section 3.4.4.1).

3.4.1.2 Nature des contrats et évolution

À fin décembre 2021, 154 364 personnes disposent d'un contrat à durée indéterminée (CDI) soit 90% de l'effectif. 10 783 personnes sont sous contrat à durée déterminée (CDD) essentiellement identifiées en Amérique latine, en Asie et au Royaume-Uni.

Par ailleurs, avec 6 327 jeunes en alternance (5 961 en 2020), ENGIE réaffirme son engagement en faveur de l'intégration des jeunes. L'apprentissage permet d'associer la pratique aux enseignements théoriques dispensés dans leurs centres de formation. Il est également un vecteur de recrutement important (voir Section 3.4.3.1.2).

GRI 102 -8	2021 Renouvelables	Infrastructures	Solutions clients *Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	2020 Groupe	2019 Groupe
CDI	91,1%	93,9%	90,3%	87.9%	86,7%	96,8%	99,9%	93,8%	90,0%	90,4%	90,3%
CDD	4,4%	1,0%	6,3%	8,4%	9,1%	2,7%	0,0%	1,4%	6,2%	6,1%	6,5%
Contrat d'Alternance	4,4%	5.0%	3,3%	3,5%	4,1%	0,4%	0,0%	4,7%	3,6%	3,5%	3,2%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.1.3 Effectif par tranches d'âges

L'âge moyen des CDI est de 43 ans. Il est stable par rapport à 2020.

GRI 405-1	2021 Renouvelables	Infrastructures	Solutions clients *Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	2020 Groupe	2019 Groupe
< à 25 ans	2,0%	2,3%	3,3%	4,2%	3,9%	1,1%	1,1%	1,0%	3,3%	3,4%	3,7%
25 à 34 ans	26,4%	22,9%	24,1%	21,4%	23,6%	20,8%	16,2%	19,0%	22,5%	23,0%	23,4%
35 à 44 ans	38,7%	31,2%	28,7%	25,8%	34,5%	32,9%	33,1%	32,9%	28,9%	28,8%	28,6%
45 à 54 ans	22,6%	30,1%	25,9%	26,1%	26,4%	28,8%	22,5%	31,1%	26,8%	27,3%	27,4%
> à 55 ans	10,1%	13,3%	17,8%	22,2%	11,4%	16,2%	26,9%	15,7%	18,2%	17,5%	16,7%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.2 Le développement des Talents

3.4.2.1 La politique Talents

Le développement des Talents du Groupe est piloté par la Direction des Talents au sein de la Direction des Ressources Humaines Groupe. La direction des Talents contribue à la performance d'ENGIE grâce au développement de son capital humain. Elle anticipe les besoins de compétences et d'expertises. Elle accompagne le développement des *leaders* et experts dans leurs responsabilités actuelles et identifie les potentiels successeurs pour les préparer au mieux aux enjeux de demain. Pour mener cette mission, la Direction des Talents développe :

- une approche b*ottom up* de détection des hauts potentiels, depuis les entités vers les instances dirigeantes du Groupe ;
- des trajectoires professionnelles personnalisées qui intègrent les aspirations des collaborateurs et s'appuient sur la diversité des métiers et des zones géographiques du Groupe ;
- des outils de développement et des parcours spécifiques proposés dans la durée.

ENGIE a développé ces dernières années une politique Talents ambitieuse. Elle vise à développer les connaissances, renforcer la fidélité et préparer le futur. La crise sanitaire a impacté les façons de travailler, le rapport au travail ainsi que les leviers de motivation et d'engagement. Pour y faire face, ENGIE mise sur la qualité de l'"expérience talents" que vit le collaborateur, et ce, dès le recrutement. La politique d'attraction des futurs talents s'appuie sur une marque porteuse de sens, qui reflète les valeurs du Groupe. Elle s'accompagne d'une ambition forte en matière d'apprentissage et de relations avec de grands partenaires académiques. La valorisation de nos métiers techniques par nos collaborateurs ambassadeurs est par ailleurs un atout majeur pour attirer les talents.

Pour les fidéliser, ENGIE mise sur sa politique de développement. Elle offre aux collaborateurs des parcours professionnels variés au sein de ses principaux métiers. Cette Direction pilote depuis 2016 la mesure de l'engagement de l'ensemble des collaborateurs à travers l'enquête *ENGIE&Me* (voir Section 3.4.3.2.1). *ENGIE&Me* mène chaque année à des plans d'actions définis et déclinés à tous les niveaux de l'entreprise.

3.4.2.1.1 ENGIE Boost

ENGIE Boost est un dispositif qui permet d'identifier, de développer et de fidéliser les talents à Haut Potentiel à tous les niveaux de l'organisation, afin de les préparer à occuper les rôles stratégiques du Groupe. Il se compose de deux programmes, *Rise!* et *Pulse!*. Sur une durée de 24 mois, ils préparent les *leaders* susceptibles de prendre rapidement des responsabilités stratégiques au sein d'ENGIE. Un troisième programme, *Up!*, bénéficie aux talents à Haut Potentiel locaux. L'intégration dans les programmes *Rise!* ou *Pulse!* est pilotée par les équipes de la Direction des Talents. Elles garantissent une démarche cohérente et pertinente à travers des *People Reviews* avec les GBU et les fonctions support. En 2021,le programme *Pulse!* regroupe au total 264 Talents et le programme *Rise!* 179 Talents. L'intégration dans les programmes *Up!* est quant à elle pilotée localement, à travers les *People Reviews* des GBU. 1 541 talents ont ainsi intégré les programmes *Up!* des GBU. Cette initiative n'a pas vocation à récompenser la performance ou à être un outil de reconnaissance. C'est une opportunité offerte aux collaborateurs de développer leur potentiel et d'être dans les meilleures conditions pour une évolution future vers un poste clé. C'est aussi l'opportunité de créer une communauté active et diverse, de *leaders* engagés capables de mobiliser leurs équipes au service de la stratégie du Groupe.

3.4.2.1.2 Les communautés

ENGIE favorise et développe également la mise en place de communautés qui valorisent l'expérience salarié.

La Communau'Tech

La Communau'Tech est une communauté d'Ambassadeurs et d'Ambassadrices, Techniciens et Techniciennes dont la mission est de faire la promotion de la filière technique, en interne et à l'externe. Ce dispositif valorise nos techniciens et techniciennes, les fidélise et diffuse une image attractive de nos métiers en tension. La Communau'Tech participe aux Rencontres Métiers, Forums Emplois et salons organisés par le Groupe afin d'expliquer les métiers et promouvoir la filière technique. Elle apporte sa contribution à des réflexions Groupe, participe à des reportages ou témoignages, des webinaires ou encore des expérimentations. Les Ambassadeurs, Ambassadrices, Techniciens et Techniciennes interviennent auprès des établissements scolaires. Ils sensibilisent les jeunes aux enjeux environnementaux et climatiques et à l'importance de nos métiers dans la transition vers la neutralité carbone. Enfin, ils participent au recrutement des jeunes de l'Académie des Métiers de la Transition Énergétique et Climatique, le Centre de Formation d'Apprentis (CFA) d'ENGIE. Ils expliquent leurs métiers pour susciter des vocations. L'objectif est de constituer une communauté de 500 Ambassadeurs, Ambassadrices, Techniciens et Techniciennes à la maille européenne d'ici fin 2022. La Communau'Tech en compte aujourd'hui 400 (300 en France et 100 dans les filiales européennes) dont 20 femmes.

Les Experts

En 2020, ENGIE a mis en place le programme ExpAND. Il vise à identifier et reconnaitre les experts du Groupe. Il développe des communautés d'expertise et fait des ExpANDers des ambassadeurs ENGIE en interne et en externe. C'est aussi un programme de développement basé sur la cooptation. Il permet aux experts de développer leurs "*soft skills*" tels que le *leadership* et la communication. Toutes les expertises sont alignées avec la stratégie du Groupe, qu'elles soient techniques, technologiques ou fonctionnelles. Trois niveaux d'experts ont été établis – Global, Key et Local – en fonction de leur périmètre d'impact et de leur exposition. À l'issue des deux premières campagnes, 787 ExpANDers ont été identifiés : 58 *Global,* 457 *Key* et 272 *Local.*

3.4.2.2 Les politiques de développement des ressources humaines

Le Groupe offre à ses collaborateurs des opportunités de parcours de carrière variés grâce à des programmes de développement des compétences continus. Cela permet de développer l'employabilité en adaptant les compétences aux évolutions des métiers et des technologies. La transition vers la neutralité carbone et les accélérations technologiques dues à la digitalisation et à l'intelligence artificielle transforment les métiers des collaborateurs et créent des pénuries de personnel qualifié dans les nombreuses activités classiques ou émergentes du Groupe. Pour y faire face, ENGIE conduit une stratégie sociale de montée en compétences et de mobilité de ses collaborateurs selon trois axes : une gestion anticipée des compétences pour préparer l'avenir, une mobilité interne renforcée au service de la transformation de l'entreprise et de ses quatre grands métiers et enfin des objectifs de formation professionnelle pour tous les collaborateurs. Elles sont conduites avec la volonté de favoriser l'enrichissement des tâches, le renouvellement des expériences, la prise en compte des initiatives des collaborateurs et leur responsabilisation qui favorisent leur engagement, leur épanouissement et leur employabilité, au service de la pérennité des activités du Groupe.

3.4.2.2.1 ENGIE Skills, le dispositif de gestion anticipée des emplois et des compétences

Les compétences sont pilotées à travers un processus de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences nommé *ENGIE Skills*. En lien avec les prévisions industrielles et financières, il permet d'obtenir une cartographie à trois ans des compétences quantitatives et qualitatives dont chaque entité du Groupe doit se doter. Cette vision s'organise autour du référentiel ENGIE Jobs qui recense 200 métiers repères permettant :

- une meilleure connaissance de la répartition de nos ressources dans les métiers, filières, GBU, *Hubs* régionaux, pays, entités ;
- une amélioration de la performance RH et du pilotage des compétences par les GBU, *Hubs* régionaux, filières, entités.

Ces données sont consolidées au niveau du Groupe. Elles permettent de construire une vision globale sur les évolutions des métiers et compétences. Des plans d'accompagnement, de développement et de mobilité des collaborateurs y sont associés.

Dans un contexte de transformation stratégique et de digitalisation des processus, l'évolution des compétences se traduit à trois niveaux :

- des compétences techniques à renforcer pour devenir le leader de la transition énergétique en mettant l'accent sur l'excellence opérationnelle et le savoir-faire industriel ;
- des compétences digitales à développer pour proposer de nouveaux services ;
- des adaptations organisationnelles et managériales nécessitant un fort accompagnement.

3.4.2.2.2 ENGIE Mobility

Les pratiques de mobilité sont fortement encouragées et valorisées au sein d'ENGIE. La fluidité des ressources et la capacité des salariés à évoluer sont des gages de maintien de leur employabilité. Ils sont également une condition nécessaire à la transformation et à l'agilité du Groupe. Plus de 6 170 mobilités et mutations ont été réalisées en 2021. Plus de 90% des postes clés de la nouvelle organisation ont été pourvus en interne.

ENGIE Mobility est un dispositif dédié à l'accompagnement des mobilités professionnelles. Depuis sa création en 2017, ENGIE Mobility a accompagné individuellement près de 1 500 collaborateurs dans leur projet professionnel. Ce dispositif est également sollicité pour accompagner les organisations sur leur problématique emploi. Il apporte son expertise et son offre de services adaptée aux évolutions projetées. En 2021, ENGIE Mobility est intervenu en appui de projets de transformation majeurs.

En France, un espace digital "*Mymobility*" dédié à la construction du projet professionnel est ouvert à tous les collaborateurs. Une trentaine de rencontres métiers, forum emploi et événements distanciels ont été organisés. Enfin, un réseau de "Comités Emploi Mobilité Territoire" est animé mensuellement. Ces Comités, répartis sur le périmètre national en cinq Territoires (Île-de-France ; Ouest ; Sud-Ouest ; Centre Est et Sud Est ; Nord Est) visent à promouvoir l'emploi interne local.

3.4.2.2.3 *Skill'Lib*

Le développement et l'acquisition de compétences sont au cœur des enjeux de compétitivité et de performance de l'entreprise.

Au-delà de la formation qui reste le levier privilégié d'apprentissage, ENGIE a mis en place un dispositif efficace, innovant, gagnant-gagnant pour les collaborateurs et pour les managers, *Skill'Lib*. Il s'agit d'une *marketplace* de compétences qui permet de favoriser l'apprentissage par l'expérience pour les collaborateurs. Il permet en même temps aux managers d'avoir accès rapidement à des compétences pertinentes répondant à leurs besoins business.

Ce dispositif a été reconnu et récompensé en novembre 2021 avec la remise du Trophée de l'Innovation RH des Victoires des Leaders du Capital Humain.

3.4.2.2.4 La formation

Le développement des compétences et le maintien de l'employabilité sont des axes cruciaux pour la compétitivité et la performance de l'entreprise ainsi que pour sa capacité à déployer la stratégie du Groupe. En février 2020, ENGIE a défini un objectif extra-financier visant à former chaque année 100% des collaborateurs à horizon 2030. Pour cela, ENGIE privilégie une approche du développement des compétences en multipliant les opportunités d'apprentissage et en diversifiant ses modalités de formation. L'usage amplifié du digital permet de personnaliser les parcours de formation.

3.4.2.2.5 ENGIE Schools

ENGIE Schools agit depuis 2019 comme un *booster* de la montée en compétences des collaborateurs à profils techniques. Cela représente 70% des effectifs et plus de 100 000 salariés dans le monde. En misant sur la formation entre pairs, ENGIE Schools s'affirme comme le réseau interne international des écoles métier du Groupe. Il regroupe 32 centres de formation internes, avec une offre de formations techniques sur mesure et adaptée aux exigences de nos métiers. Il impulse une dynamique de projets transverses sur les sujets de la transition énergétique. Il agit comme un catalyseur pour mettre en place des projets de sensibilisation et de formations mutualisés Groupe, capitalisant sur l'expérience, les compétences internes et sur la coopération inter-entités. Un parcours inter-entités sur la compétence "Prévenir le risque électrique basse tension" et l'habilitation correspondante est né de cette dynamique en 2019. Grâce à un portail numérique dédié, toutes les ressources des formations techniques sont partagées entre les entités du Groupe. En 2021, ENGIE Schools s'adapte pour soutenir la nouvelle organisation. Il s'appuie sur le réseau des écoles existantes et développe des formations spécifiques et des écoles par GBU.

3.4.2.2.6 ENGIE University

En 2021, ENGIE University a accéléré le déploiement des programmes permettant à chaque collaborateur de s'approprier la stratégie du Groupe. Ces programmes portent sur les enjeux liés à la neutralité carbone, à l'orientation client et sur l'agilité organisationnelle des managers et des dirigeants. Pour répondre aux ambitions de diversité du Groupe, l'Université a lancé pour l'ensemble des managers un programme sur le *Leadership* Inclusif. Cette année a été fortement marquée par l'hybridité des modes de travail. Les conséquences sur les enjeux de formation ont été importantes tant sur le contenu que sur le format des formations. Les programmes ont été développés sur le management hybride, le *leadership* en période d'incertitude, sur les nouveaux *business models* et sur les facteurs de compétitivité.

Depuis 2016, l'Université multiplie les opportunités d'apprentissage en déployant de nouvelles modalités. Par exemple, entre 2016 et 2021, le nombre d'heures de formation en digital a été multiplié par quatre. Dans ce contexte, et afin de répondre aux enjeux de formation, l'Université a organisé, en mars 2021, le *Learning Festival*. Conçu et réalisé en format 100% digital, il a permis de proposer une semaine de formation à l'ensemble des collaborateurs du Groupe. Cet événement est un levier fort de la culture d'ENGIE, d'engagement et d'appartenance à l'entreprise ainsi que d'appropriation de la stratégie. Il s'agissait de développer les compétences clés, un besoin qui se conjugue avec la crise et qui nécessitait de réajuster nos savoir-faire. Il répondait également au besoin de changer la perception sur la formation virtuelle. Le *Learning Festival* a rassemblé plus de 3 000 collaborateurs de 40 nationalités, représentant toutes les entités du Groupe autour de 100 programmes différents. Il a mobilisé 50 intervenants

internes et 40 enseignants externes. Chaque jour, plus de 1 000 collaborateurs participaient à l'un des programmes.

La transformation du Groupe impliquant aussi une évolution des métiers, ENGIE University développe des programmes pour permettre aux collaborateurs de monter en compétence sur la transition énergétique. 2021 a connu le lancement de la *Sustainability Academy*, moteur d'engagement des collaborateurs et de développement des compétences. Cette Académie propose des parcours permettant l'appropriation de la mission du Groupe. Elle permet la professionnalisation des métiers, des compétences techniques et de *leadership* nécessaires au déploiement de la stratégie. Elle met en valeur l'expertise et l'engagement du Groupe sur la prise en compte des enjeux de durabilité dans ses métiers. Elle est ouverte à l'entreprise et à son écosystème.

La mise en place de tous ces dispositifs a permis à ENGIE de former 81,9% de ses salariés en 2021.

Taux de collaborateurs formés

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 404-2	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Taux de femmes formées	86,6%	80,0%	74,9%	82,3%	88,9%	89,3%	101,5%	77,7%	80,9%	69,2%	62,0%
Taux d'hommes formés	100,3%	86,0%	79,9%	81,6%	79,8%	88,7%	100,4%	71,0%	82,1%	70,3%	71,1%
Taux de collaborateurs formés	**96,7%**	**84,4%**	**78,9%**	**81,7%**	**83,0%**	**88,8%**	**100,5%**	**73,8%**	**81,9%**	**70,1%**	**69,2%**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*98,7%*	*97,4%*

Heures de formation

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 404-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Nb total d'heures de formation	156 354	794 924	731 757	1 214 884	216 378	104 060	143 951	106 599	3 468 907	2 963 242	3 271 154
Nb d'heures moyen par personne formée	**34**	**43**	**20**	**22**	**21**	**28**	**68**	**19**	**25**	**26**	**28**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*98,7%*	*97,4%*

Répartition des heures de formation par thème

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 404-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Techniques des métiers	24,8%	45,5%	35,4%	31,7%	37,9%	38,3%	75,2%	32,1%	38,1%	35.9%	38.9%
Qualité, sécurité, environnement,	49,6%	17,3%	49,1%	50,5%	20,8%	46,7%	19,6%	7,0%	37,9%	33.7%	32.6%
Langues	4,0%	1,2%	1,8%	0,9%	3,5%	1,2%	0,2%	12,7%	1,8%	3%	2%
Management, dvpt personnel	12,4%	30,5%	9,0%	11,8%	13,0%	10,3%	0,3%	31,6%	15,6%	13.1%	15%
Autres	9,2%	4,5%	4,8%	5,1%	3,6%	3,6%	4,7%	16,5%	6,6%	14.2%	11.4%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*98,7%*	*97,4%*

3.4.3 Recrutement et fidélisation

3.4.3.1 Recrutement et marque employeur

L'enjeu principal du Groupe est de développer une marque employeur attractive en cohérence avec ses implantations et ses besoins de recrutement. En 2021, la marque employeur a ainsi permis de maintenir ou d'améliorer la place d'ENGIE dans les classements.

- En 2021 ENGIE comptabilise plus de 675 000 abonnés sur LinkedIn. ENGIE passe ainsi de la 7e à la 5e place des "*Top Companies*" de LinkedIn ;
- Le Groupe figure 2e entreprise du CAC 40 la plus engagée en termes de RSE en France dans le nouvel index RSE publié par Universum en décembre 2021 ;
- ENGIE se classe 15e entreprise préférée des étudiants des écoles d'ingénieurs en France (contre 17e en 2020). Le Groupe progresse de 10 places dans le classement Universum des étudiants des écoles de commerce (60e place, contre 70e place l'an passé).

La stratégie de recrutement des talents est alignée avec la raison d'être d'ENGIE et la transition vers une économie neutre en carbone. Elle fait face à un marché de l'emploi hautement concurrentiel, des métiers en mutation, des attentes des candidats en évolution permanente. Cette stratégie est différenciante. Elle privilégie une approche qui place le candidat au centre du processus de recrutement au service des métiers et du business. La politique *Talent Acquisation*, initiée en 2020 autour de cinq grands principes est le fer de lance de cette stratégie. ENGIE a ainsi fait évoluer ses méthodes, a renforcé la professionnalisation de ses équipes RH et cultivé son agilité. Le Groupe a développé des partenariats stratégiques avec LinkedIn, Indeed, Glassdoor et Pôle Emploi en France. Ainsi la filière RH identifie, accompagne et développe des compétences et ressources nécessaires au Groupe. Elle anticipe et répond aux enjeux d'aujourd'hui et de demain. ENGIE a engagé une politique active de développement de sa marque employeur pour attirer les meilleurs talents et déployer sa stratégie. Des actions de communications multiples sont menées sur les réseaux et les sites de recrutements pour faire connaître les métiers d'ENGIE. Elles permettent d'attirer ainsi ses cibles prioritaires : techniciens, métiers du digital, femmes et jeunes.

3.4.3.1.1 Relations académiques

Pour recruter les meilleurs jeunes talents et pour maintenir sa position de *leader*, ENGIE s'appuie sur ses relations académiques. Elles permettent de faire connaître ENGIE auprès des étudiants en enseignement supérieur (écoles d'ingénieurs, écoles de commerce et universités). Véritable moteur d'attractivité à destination des jeunes qui représentent l'avenir d'ENGIE, les relations académiques adoptent une stratégie alignée avec celle du Groupe. Elles renforcent sa marque employeur pour être plus attractif. Elles affirment ses priorités en matière de diversité, d'inclusion et d'égalité des chances. Elles répondent à ses besoins de recrutement sur les compétences *business* et *leadership*.

ENGIE adopte une posture proactive pour répondre aux objectifs stratégiques et aller au-devant de ses besoins en menant ces actions :

- développer des outils et des critères de partenariats adaptés ;
- mettre en place et animer les communautés d'ambassadeurs, d'ambassadrices et d'Alumni ;
- adopter une approche différenciante envers l'écosystème ;
- déployer une communication et des formats innovants.

Les relations académiques sont repensées de manière plus qualitative, avec des retours sur investissement associés. Des KPIs de performance clairs et pertinents (présence, attractivité, influence et recrutement) garantissent l'efficacité de ces initiatives.

ENGIE noue des relations privilégiées avec de nombreuses écoles cibles : Polytechnique, Centrale Supelec, MINES ParisTech, Télécom ParisTech, ESTP, IFP, KEDGE, EDHEC, ESSEC, HEC, NEOMA, EM Lyon, GEM, école 42, université Paris Dauphine, Sciences Po, Paris 1 Sorbonne. Sur les métiers du Renouvelable, le Groupe a initié de nombreux partenariats avec des laboratoires ou des écoles d'ingénieurs (Telecom Paris, Mines, Centrale Supelec, IMT Lille Douai). Ils donnent la possibilité aux étudiants de faire partie de l'aventure ENGIE grâce à l'alternance, aux stages, l'accueil de doctorants ou d'études spécifiques. Enfin, des partenariats ont également été mis en place sur les métiers du digital (EPITHEC, École 42, ESSEC, GEM, ENSIMAG, EPITA) et avec de Grandes Écoles de Commerce (GEM, HEC, ESSEC, EDHEC, KEDGE, Sciences-Po).

En 2021, ENGIE a participé à 18 salons, forums, conférences comptabilisant 1 296 étudiants français. 11 actions événementielles et médiatiques portées par ENGIE ont permis une visibilité à hauteur de 555 075 vues sur les réseaux sociaux. Ils ont rassemblé 3 033 étudiants.

3.4.3.1.2 Apprentissage

Pour faire face à la pénurie des compétences et garantir la performance du Groupe, ENGIE mise sur les jeunes et l'apprentissage comme voie d'excellence pour accéder à ses métiers d'avenir.

En 2020, le Groupe s'est fixé deux objectifs stratégiques :

- 10% d'apprentis dans l'effectif du Groupe en France à fin 2021 et en Europe à fin 2030 ;
- 50% de transformation en contrats CDI ou CDD dans les filières techniques ou digitales en France à fin 2021.

Le Groupe vient récemment de voir ses efforts et son engagement en faveur des jeunes salués en remportant le Grand Prix pour l'Emploi des Jeunes décerné par l'agence de notation HUMPACT. Ce trophée vient saluer l'engagement des collaborateurs du Groupe, et au plus près des besoins territoriaux. En trois ans, ENGIE a doublé le nombre d'alternants en France et impulsé une dynamique européenne pérenne. En Europe, le taux de transformation dans les filières techniques ou digitales fortement en tension dépasse 50%. Œuvrer pour l'employabilité des jeunes, c'est aussi proposer un modèle de société plus inclusif, prouver que les métiers techniques ont de l'avenir et sont accessibles à tous, en particulier aux femmes.

Représentativité de l'alternance par rapport aux effectifs en CDI et CDD

FRANCE	EUROPE	AUTRES	Groupe
7,4%	1,1%	0,6%	3,8%

Fin 2021, ENGIE comptabilise 6 327 apprentis soit une progression de 14,5% depuis 2019. En France, la représentativité de l'alternance par rapport aux effectifs en CDI et CDD est de 7,4%. Depuis de nombreuses années, le Groupe développe ses Relations Académiques et travaille notamment avec des Centres de Formation d'Apprentis (CFA) partout en France. Ils l'accompagnent dans la conception de ses formations et dans la recherche de compétences, au bénéfice d'un maillage territorial. Développer les compétences de demain au service de la transition vers la neutralité carbone demeure plus que jamais une priorité du Groupe. Il porte la promesse d'avoir un impact positif sur les personnes et la planète. En France, ENGIE a ouvert en novembre 2020, son propre CFA, "l'Académie des métiers de la transition énergétique et climatique". À taille humaine, l'Académie accueillera plusieurs centaines d'étudiants d'ici à la fin 2024. Le CFA propose des formations diplômantes Bac pro ou BTS pour les jeunes de 16 à 29 ans construites en partenariat étroit avec des établissements pédagogiques

reconnus. Elles ont pour ambition de répondre à l'évolution des besoins du Groupe et d'attirer plus massivement les jeunes, notamment les femmes, vers ses métiers. "L'Académie des métiers de la transition énergétique et climatique" contribue à l'ambition d'ENGIE d'atteindre 10% d'alternants dans ses effectifs en France. Le Groupe a, en outre, pour objectif de recruter 50% de ses alternants dans les métiers techniques à l'issue de leur formation. Cela représente plus des deux tiers de ses besoins globaux en recrutement. Le Groupe organise chaque année "le mercato" des alternants pour mutualiser ce vivier de jeunes talents entre toutes les sociétés du Groupe. En complément, le partenariat avec "Engagement Jeunes" leur offre des opportunités externes. Le lancement de la *Young Talent Community* en janvier 2020 a permis de réunir tous les alternants, les stagiaires et les Volontariat Internationale en Entreprise (VIE) volontaires du Groupe pour mieux les fédérer et les accompagner dans leur insertion professionnelle.

Le Groupe s'est également mobilisé pour identifier, former et valoriser les tuteurs, acteurs clés dans la réussite de l'intégration des alternants. La campagne de recrutement externe 2021 illustre notamment cette volonté.

3.4.3.1.3 Recrutements

Près de 33 806 recrutements ont été réalisés. Ils sont adaptés aux futurs besoins en compétences et permettent d'accompagner la transformation engagée par le Groupe. 70% d'entre eux concernent les métiers des domaines techniques, d'ingénierie et de *business development*. Le profil de ces recrutements évolue vers une expertise accrue notamment sur les métiers du digital. Ces recrutements reflètent des situations différentes selon les activités et les pays. 11 770 recrutements ont eu lieu en France dont 6 632 sous CDI et 5 138 sous CDD (11 393 en 2020). À l'international, les recrutements s'élèvent à 22 036 en 2021 (18 088 en 2020) dont 10 644 sous CDI et 11 392 sous CDD, en hausse de 3 948 soit 22% sous l'effet des embauches en CDD en Amérique latine. Les femmes représentent 21,1% des recrutements. En complément de ces recrutements, 6 170 personnes ont bénéficié d'une mobilité interne.

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 401-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Recrutement CDI	**328**	**1 185**	**5 990**	**7 836**	**1 229**	**227**	**40**	**441**	**17 276**	**16 540**	**20 388**
Femmes	78	370	1 306	1 540	351	43	8	167	3 863	3 611	4 477
Hommes	250	816	4 684	6 296	878	184	32	274	13 414	12 929	15 911
Recrutement CDD*	**337**	**906**	**3 113**	**10 448**	**1 189**	**81**	**1**	**455**	**16 530**	**12 941**	**16 794**
Femmes	133	337	794	1 350	415	18	1	231	3 279	2 723	3 296
Hommes	204	569	2 319	9 098	774	63		224	13 251	10 218	13 498
TOTAL	**665**	**2 091**	**9 103**	**18 284**	**2 418**	**308**	**41**	**896**	**33 806**	**29 481**	**37 182**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

* *Alternants inclus*

3.4.3.1.4 Départs

En 2021, le Groupe enregistre une hausse des départs : 21 612 versus 19 537 en 2020. En 2020, le contexte particulier de la crise sanitaire a provoqué une baisse des démissions partout dans le monde. La reprise économique crée de nouvelles opportunités professionnelles et provoque une hausse des départs dans les filiales internationales d'Amérique latine 18,2%, d'Amérique du Nord 12,5% et au Royaume-Uni 13,7%. En France, le taux de démission reste modéré à 4,5%.

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 401-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Départs	268	852	6 660	11 729	1 172	311	88	531	21 612	19 537	21 545
Retraites	55	428	566	855	116	35	59	66	2 180	2 248	2 196
Démissions	161	237	3 706	7 355	716	156	23	602	12 656	9 444	12 120
Licenciements	36	128	1 530	2 561	245	44	3	86	4 633	6 166	5 691
Ruptures conventionnelles	16	60	858	958	95	76	3	77	2 143	1 677	1 537
Taux de démission	**3,2%**	**1,1%**	**7,8%**	**10,5%**	**5,6%**	**3,8%**	**1,1%**	**3,9%**	**7,4%**	**5.4%**	**7,1%**
Taux de Turnover*	**4,3%**	**1,9%**	**12,8%**	**15,5%**	**8,2%**	**6,6%**	**1,3%**	**6,1%**	**11,3%**	**10%**	**11,3%**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

* *Hors retraites*

3.4.3.2 Fidélisation

3.4.3.2.1 L'engagement des collaborateurs dans la stratégie du Groupe

ENGIE&Me

Le Groupe a reconduit en octobre 2021, pour la 6e année consécutive, son enquête d'engagement *ENGIE&Me*. Adressée à tous les collaborateurs en contrat à durée indéterminée, partout dans le monde, elle leur permet de s'exprimer sur les dimensions clés de l'engagement : adhésion à la stratégie du Groupe, conditions de travail, relations au sein de l'équipe, qualité du management, perspectives de développement et de mobilité, reconnaissance, etc. En 2021, la dimension Diversité & Inclusion a été renforcée, avec l'intégration du questionnaire utilisé dans le cadre de la certification EDGE sur les bonnes pratiques en matière d'égalité des genres. Les résultats permettent de mesurer les progrès réalisés d'une année sur l'autre. Les plans d'actions adaptés à tous les niveaux de l'organisation : Équipe, Direction, Entité, GBU / Région, Groupe sont déployés. C'est un outil managérial clé, utilisé par les managers à tous les niveaux de l'entreprise.

En 2021, 52% des collaborateurs ont répondu à l'enquête (53% l'an dernier) soit plus de 65 000 collaborateurs. *ENGIE&Me* montre, cette année encore, une évolution positive, continue depuis 2017, avec un index d'engagement durable à 83%. Sur les questions liées à la vision et à la stratégie, la confiance des collaborateurs progresse. La communication autour de la stratégie doit être poursuivie pour aider chaque collaborateur à identifier davantage sa contribution à l'ambition d'ENGIE. Les collaborateurs partagent leur satisfaction au sujet de leur degré d'autonomie, de leur capacité à innover et de l'équilibre entre leur vie professionnelle et leur vie privée. Les marges de progrès concernent principalement la performance de nos processus internes.

Les résultats de 2021 ont été présentés à l'ensemble des collaborateurs et des plans d'actions adaptés ont été identifiés.

3.4.3.2.2 Organisation du travail

En France, la majorité des entités du Groupe ont signé un accord relatif à la mise en place du travail à distance régulier sur base de deux à trois jours par semaine. Avant le confinement de mars 2020, ENGIE comptait moins de 30% de salariés en télétravail. Aujourd'hui, ce taux atteint en moyenne 40%. Avec la crise sanitaire, les négociations pour renouveler les accords qui arrivent à échéance seront l'occasion de tenir compte du retour d'expérience sur le télétravail généralisé. Certaines entités ont également signé des accords relatifs au droit à la déconnexion.

Ces différents dispositifs d'aménagement du temps de travail ou d'amélioration des conditions de travail contribuent à la maîtrise des taux d'absentéisme.

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 403-2	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Taux d'absentéisme	3,4%	6,4%	5,2%	5,7%	6,4%	2,9%	5,1%	4,3%	5,5%	6%	5,5%
Taux d'absentéisme maladie	1,3%	3,0%	3,3%	4,3%	4,7%	2,2%	4,3%	1,9%	3,6%	3,8%	3,4%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*99,1%*

3.4.4 Diversité et inclusion

Le Groupe mène une politique volontariste, ambitieuse et innovante en matière de RSE depuis de nombreuses années pour lutter contre les discriminations et promouvoir l'égalité des chances et de traitement. La politique diversité d'ENGIE a été reconnue par le renouvellement du Label Diversité en octobre 2017 pour une durée de quatre ans pour l'ensemble des activités du Groupe en France. Un audit de suivi conduit en septembre 2020 est venu confirmer les engagements du Groupe dans la promotion de la diversité et de l'égalité des chances. Il a salué les nombreuses initiatives prises par l'ensemble des entités. Enfin, ENGIE a renouvelé son engagement en matière d'égalité professionnelle en adhérant en septembre 2019 aux *Women Empowerment Principles* définis par l'ONU.

3.4.4.1 Diversité

3.4.4.1.1 Mixité

ENGIE a pour ambition de devenir une référence en termes d'égalité professionnelle et salariale. En février 2020, deux nouveaux objectifs extra-financiers de rang 1 ont été établis et validés par le Conseil d'Administration :

- Index de l'égalité femme-homme consolidé Groupe égal à 100 points sur 100 points fin 2030 ;
- 50% de femmes dans le management du Groupe en 2030.

Pour ENGIE, la diversité, l'égalité professionnelle et l'inclusion représentent des leviers d'innovation et de performance. Pour cela, ENGIE a lancé et déploie le programme *Fifty-Fifty*. Ce programme international s'appuie sur une approche systémique pour créer les conditions nécessaires à l'atteinte de l'égalité professionnelle femmes-hommes.

Ce projet répond à une demande de l'ensemble de la Société, des clients d'ENGIE, mais aussi des investisseurs. Sa feuille de route s'articule autour de six piliers : structuration et gouvernance, diagnostic, sensibilisation et communication, adaptation de l'organisation, développement des collaborateurs, et partenariats externes. Il s'agit pour ENGIE de devenir un acteur de référence en la matière et d'attirer les meilleurs talents.

En 2021, chaque entité a pu bénéficier d'une "boite à outils *Fifty-Fifty*" adaptée aux métiers et environnements culturels de chaque région. Nos points d'actions principaux ont été centrés sur :

- **Formation des collaborateurs**
  - trois programmes "Diversité, égalité professionnelle et Inclusion" ont été déployés de mai à juillet 2021 : un programme en ligne pour l'ensemble des employés et deux programmes mixtes pour l'encadrement et dirigeants du Groupe ;
  - en janvier 2021, un programme de développement personnel "*Wo+Men to Lead*" a été mis en place pour les femmes et en septembre 2021 pour les hommes ;
  - depuis novembre 2020, un partenariat a été noué avec *Women Initiative Foundation* afin de former au leadership inclusif.
- **Communication et sensibilisation**
  - une masterclass "Diversité, égalité professionnelle et Inclusion" est proposée depuis février 2020. Elle a pour public cible divers niveaux hiérarchiques de l'entreprise ;
  - des événements *Fifty-Fifty* sont programmés pour l'ensemble des collaborateurs à certaines dates clés, notamment pour la journée de la femme ;
  - des ateliers de sensibilisation des comités exécutifs ont été organisés en mars 2021, axés sur les privilèges et la gestion des biais inconscients.
- **Diagnostic et certification**
  - en février 2021, un premier périmètre d'ENGIE a obtenu la certification EDGE en Diversité et Inclusion ;
  - en octobre 2021, 22 questions Diversité, égalité professionnelle et inclusion ont été insérées dans l'enquête *ENGIE&Me* ;
  - les conclusions de l'audit des processus d'évaluation de nos talents, pour les rendre plus inclusifs, ont été rendus en mai 2021.
- **Partage de bonnes pratiques et résonance externe**
  - en novembre 2021, la 1re édition de l'*Award Fifty-Fifty*, un concours accessible à tous, a été lancé. Il récompense les équipes les plus investies en faveur de la mixité ;
  - depuis novembre 2021, une médiathèque virtuelle regroupant les ressources de la boite à outils *Fifty-Fifty* a été créée sur la plateforme *ULearn* : vidéos, témoignages, articles, bonnes pratiques, etc ;
  - dans le cadre du programme *Fifty-Fifty*, le réseau *Change Drivers* a été créé en novembre 2019 ainsi que le réseau *ChangeMakHers* en mai 2021.

En 2021, la part des femmes dans le Groupe est de 21,8%. Le taux de femmes dans le management est de 24,6%. En 2021, au sein de l'*Operational Committee*, le taux de femmes est de 27,3% soit 15 femmes et 40 hommes. Au sein du Comex du Groupe, le taux de femmes est de 27,3% soit trois femmes et huit hommes.

Par ailleurs, pour favoriser la mixité des métiers, ENGIE œuvre à la sensibilisation des jeunes publics féminins au travers de l'association "Elles Bougent". Elle promeut en France la place des femmes dans les filières techniques. Enfin, dans le cadre de son partenariat avec le Laboratoire de l'Égalité, ENGIE contribue depuis septembre 2019 à l'élaboration d'un pacte pour l'intelligence artificielle. Ce pacte veille à ce que les nouvelles technologies sous-jacentes aux processus RH intégrant de l'Intelligence Artificielle ne soient pas discriminantes en termes de genre.

Dans le cadre de son engagement à la Fondation Innovations Pour les Apprentissages (FIPA), ENGIE s'est engagé à ouvrir une classe dédiée exclusivement aux jeunes femmes "les Ingénieuses". En septembre 2021, quatre jeunes femmes ENGIE ont rejoint cette promotion. L'objectif est de les accompagner pour devenir ingénieur.

	2021									2020	2019
			Solutions clients								
GRI 405-1	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	Groupe	Groupe	Groupe
Proportion de femmes dans l'effectif	26,2%	27,4%	19,5%	16,8%	36,5%	12,3%	14,0%	44,3%	21,8%	21,4%	20,8%
Proportion de femmes dans le management	28,9%	32,4%	23,1%	15,9%	39,2%	16,5%	19,0%	37,8%	24,6%	24,1%	23,5%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*
Proportion de femmes dans les embauches CDI	23,7%	31,1%	21,8%	19,6%	28,5%	18,9%	20,0%	37,8%	22,3%	21,8%	21,9%
Proportion de femmes dans les embauches cadres CDI	30,6%	35,1%	24,7%	18,7%	42,1%	14,4%	40,0%	32,9%	24,5%	27,0%	25,4%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.4.1.2 Égalité salariale et professionnelle

Dans le cadre de sa politique RSE et en soutien de sa raison d'être, ENGIE a étendu l'obligation française de calcul de l'index égalité professionnelle et salariale à toutes les sociétés de plus de 250 salariés à l'international. Cet index repose sur plusieurs critères : l'écart de rémunération femmes-hommes, l'écart de répartition des promotions et augmentations individuelles, le nombre de salariées augmentées à leur retour de congé de maternité et le nombre de femmes parmi les 10 plus hautes rémunérations. Toutes les sociétés utilisent un outil d'aide à la décision développé par la DRH Groupe, EQUIDIV. Il permet un calcul automatique et uniforme de l'index à partir de données individuelles. EQUIDIV fournit les actions prioritaires de remédiation pour faire progresser l'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes.

Les efforts entrepris se sont poursuivis. Ils permettent de maintenir le résultat de l'index consolidé Groupe de l'égalité femmes-hommes de 2021 à un score de 85 sur 100 points. En France, le score 2021 est de 89 points (identique à celui de 2020) et à l'international de 82 points (en progression de deux points).

Le 22 novembre 2017, ENGIE a signé un Accord européen à durée indéterminée sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, la lutte contre les discriminations et les violences et la prévention du harcèlement sexuel. Les agissements sexistes ont fait l'objet d'un article spécifique.

La Direction s'est engagée à développer des campagnes de sensibilisation pour lutter contre le sexisme. Les campagnes seront mises en place au 1er semestre 2022 dès lors que le guide international sera publié. ENGIE s'engage à prendre les mesures nécessaires pour prévenir les faits de harcèlement

sexuel. Des outils d'alerte pour permettre le signalement de tout comportement déviant ont été mis en place. Début 2021, ENGIE a participé pour la première fois au Baromètre BVA/#StOpE au Sexisme. Cela a permis d'identifier les actions prioritaires à engager à la maille France.

Par ailleurs, sur la base d'un benchmark international des législations en vigueur, le Groupe a défini un cadre de référence international commun visant à éradiquer le harcèlement sexuel. ENGIE a lancé une campagne globale d'information et de sensibilisation sur les violences domestiques à l'occasion de la journée internationale pour l'élimination de la violence à l'égard des femmes. Une note à vocation internationale sera diffusée au cours du 1er trimestre 2022.

3.4.4.2 Inclusion et accompagnement vers l'emploi

3.4.4.2.1 L'insertion sociale et professionnelle des jeunes

ENGIE est un acteur majeur, engagé et actif. Le Groupe développe de nombreuses initiatives innovantes en partenariat avec son écosystème pour favoriser l'apprentissage.

Membre fondateur du Collectif des entreprises pour une économie plus inclusive, le Groupe mène depuis 2018, aux côtés de 34 grandes entreprises et des pouvoirs publics, des actions sur l'ensemble du territoire. Ces actions favorisent l'inclusion des jeunes, notamment ceux éloignés de l'emploi ou issus des zones les plus défavorisées. ENGIE s'est notamment engagé à accueillir 3 000 jeunes sur trois ans issus des quartiers prioritaires, depuis la classe de 3e jusqu'à leur entrée dans la vie professionnelle.

Le Groupe s'implique dans l'insertion sociale et professionnelle des personnes en grandes difficultés ou en situation d'exclusion via le programme "Parcours Emploi Mobilité Sport" (PEMS). Ce programme aide les jeunes de 17 à 26 ans issus des quartiers prioritaires ou des jeunes mineurs isolés pris en charge par l'aide sociale à l'enfance ou des associations à intégrer un contrat en alternance. Depuis 2016, ce sont plus de 400 jeunes qui ont été accompagnés avec un taux de sortie positive toujours supérieur à 60%. Pour conduire cette action, ENGIE s'appuie sur un réseau de parrains et marraines salariés volontaires qui accompagnent les jeunes dans leur recherche d'alternance et d'entreprise d'accueil tout en leur apportant un soutien moral.

ENGIE est partenaire de l'*Alliance For Youth* depuis décembre 2015. C'est une opportunité pour mettre en œuvre des actions collectives visant à une meilleure employabilité des jeunes partout dans le monde. C'est dans ce cadre qu'ENGIE a lancé avec Nestlé le programme "Apprenti *Swap*". Ce programme a permis en 2020 à quatre jeunes recrutés en apprentissage de préparer un Master 2 en marketing digital en deux ans. Chaque année est effectuée en apprentissage dans chacune des deux entreprises partenaires. En septembre 2021, quatre nouveaux alternants ont été embauchés simultanément par ENGIE et Nestlé dans les métiers *Compensation&Benefits* et de la Performance RH.

Depuis décembre 2020, ENGIE préside le GAN France (Global Apprenticeship Network) un réseau mondial de l'apprentissage qui a pour objectif de :

- encourager les initiatives des entreprises ;
- agir sur les freins au développement de l'alternance ;
- lier ces initiatives avec de vraies opportunités professionnelles pour les jeunes ;
- miser sur la formation en milieu professionnel comme tremplin pour l'accès au marché du travail.

3.4.4.2.2 Handicap

ENGIE est pleinement engagé sur le handicap et porte ses engagements au plus haut niveau du Groupe. En France, les actions portent principalement sur le recrutement et l'intégration, l'accompagnement et le maintien dans l'emploi, la sensibilisation et la communication, la collaboration avec le secteur protégé. En 2019, le Groupe a réaffirmé la nécessité d'une mobilisation collective des entreprises en signant aux côtés de 130 grandes entreprises le "Manifeste pour l'inclusion des personnes en situation de handicap dans la vie économique". Par cette charte d'engagements opérationnels, ENGIE se mobilise avec les autres signataires notamment sur le rapprochement du monde de l'Éducation et du monde du travail. Elle facilite la découverte des métiers aux plus jeunes et leur accès au marché du travail par l'alternance.

ENGIE emploie en France environ 2 620 salariés en situation de handicap. Le taux d'emploi direct est de 3,4% en 2021.

ENGIE considère l'alternance comme un levier pour recruter des jeunes en situation de handicap. Le Groupe s'est engagé à faire un effort significatif pour recruter chaque année des alternants en situation de handicap.

La collaboration avec le Secteur du Travail Protégé et Adapté (STPA) concrétise la vision inclusive des engagements RSE du Groupe. Elle vise à pérenniser des emplois indirects, à favoriser l'économie locale et à encourager l'insertion professionnelle. En France, ENGIE est partenaire du réseau GESAT. Il met ENGIE en relation économique avec des prestataires du secteur du travail protégé et adapté. Les prestations réalisées représentaient environ neuf millions d'euros en 2020.

3.4.4.2.3 Diversité religieuse

Parmi les 25 critères légaux du principe de non-discrimination se trouve l'appartenance supposée ou non à une religion. ENGIE s'engage à ce qu'aucun salarié ou candidat ne soit traité de façon défavorable en raison de ses convictions religieuses. Le Groupe a édité en 2015 des repères sur la diversité religieuse dans l'entreprise pour accompagner les managers sur cette thématique. En 2019, ce guide a été actualisé et mis à disposition des entités. Il a été complété d'une version interactive et d'un kit d'animation de réunions.

3.4.4.2.4 LGBT+ (lesbiennes, gays, bisexuels, trans et nouvelles identités)

ENGIE a signé le 6 décembre 2017 la Charte d'Engagement LGBT+ de L'Autre Cercle. En octobre 2020, en France, ENGIE a publié le guide pratique "LGBT+, comprendre pour agir ensemble" afin de sensibiliser à la question LGBT+ dans l'entreprise. ENGIE a participé à l'édition 2020 des 95 Rôles Modèles LGBT+ & Allié.e.s au Travail en France de L'Autre Cercle. Deux collaborateurs y ont été nommés dans la catégorie Rôles Modèles LGBT+ Leaders et Allié.e.s Dirigeant.e.s. En 2021, ENGIE a renforcé ses actions en faveur de la diversité et de lutte contre les discriminations avec :

- le lancement de "*Friends*", le réseau des collaborateurs.rices LGBT+ et allié.e.s du Groupe ;
- l'édition d'un nouveau guide, à la maille monde "*Understand each other to better act together*" ;
- la formation de 150 RH en France ;
- la mise à disposition d'un catalogue de formation/sensibilisation à destination des Codir, managers, IRP, tous collaborateurs ;
- la participation pour la deuxième fois aux "Rôles-Modèles" de L'Autre Cercle avec deux candidatures présentées.

En 2022, ENGIE North America a ainsi été primé pour la 2nd année consécutive par le *Human Rights Campaign* (note 95/100). Les actions mises en place aux États-Unis afin d'améliorer l'égalité de traitement des collaborateurs LGBT+ ont été récompensées.

3.4.5 Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié

3.4.5.1 Principes de la politique de rémunération

La politique du Groupe est d'offrir à tous une rémunération individualisée, équitable et compétitive sur le marché, qui reflète la performance et les niveaux de responsabilité de chacun. Le Groupe utilise des informations externes fournies par des cabinets spécialisés pour s'assurer du positionnement par rapport au marché local de référence. Par ailleurs, il s'assure du respect des minima salariaux applicables au sein des différents pays dans lesquels il est implanté. Une attention particulière est accordée à l'égalité salariale grâce au calcul de l'index (voir Section 3.4.4.1.2). La structure de la rémunération globale se compose d'un salaire de base et, suivant le niveau de responsabilité et les pays, de dispositifs de rémunération variable. Ils ont pour objectif de rémunérer la performance collective et individuelle.

3.4.5.2 Protection sociale et retraite

ENGIE veille à s'inscrire dans les meilleures pratiques des grands Groupes internationaux. Le Groupe s'assure de la compétitivité des dispositifs de ses entités au regard des pratiques locales en matière de protection sociale et de retraite. En 2020, ENGIE a déployé au périmètre mondial le programme de protection sociale *ENGIE Care*. Ce programme permet à chaque collaborateur de bénéficier d'une couverture santé garantissant le remboursement a minima de 75% des frais en cas d'hospitalisation. Il protège aussi la famille ou les proches en cas de décès via le versement d'un capital équivalent à 12 mois de salaire au minimum. La signature du nouvel accord mondial vise à horizon 2024 à garantir une protection de chaque salarié en cas d'invalidité. Un capital minimum équivalent à 12 mois de salaire sera versé. 14 semaines minimum de congés maternité et quatre semaines minimum de congés paternité seront rémunérées à 100%. Via ce pilier Parentalité, l'équilibre vie privée/vie professionnelle, l'égalité des chances entre les hommes et les femmes se trouvent renforcés. *ENGIE Care* permet ainsi de renforcer l'attractivité du Groupe et de contribuer à la rétention des collaborateurs et au renforcement de la politique RSE d'ENGIE. *ENGIE Care* accélère la performance du Groupe en matière d'avantages sociaux (y compris retraite) en permettant de les cartographier dans ses différentes entités.

La mutualisation et donc l'optimisation des dispositifs est facilitée. Les entités ont également accès à un *pool* d'assurances international. Il offre des conditions de souscription optimisées avec un partage possible des excédents locaux et mondiaux.

3.4.5.3 Politique d'épargne salariale Groupe

3.4.5.3.1 Plans Épargne

En France, depuis fin 2009, les salariés des sociétés du Groupe peuvent accéder à un dispositif de Plan d'Épargne Groupe (PEG). Il regroupe les fonds d'actionnariat salarié ainsi qu'une large gamme de supports dédiés d'épargne diversifiée. Il totalise près de deux milliards d'euros d'avoirs à fin 2021. Hors de France, des dispositions sont également en place dans certains pays. Ils permettent aux salariés de constituer une épargne dans des conditions adaptées à leur législation locale.

3.4.5.3.2 Plans Épargne Retraite

En France, depuis 2010, chaque salarié peut constituer à son rythme, une épargne en vue de la retraite grâce à des versements sur le Plan d'Épargne pour la Retraite Collectif (PERCO). En 2021, ENGIE a engagé la transformation de son dispositif PERCO dans le cadre de la loi Pacte. Hors de France, des plans existent dans certains pays, permettant aux salariés de compléter leur retraite via un apport volontaire dans des conditions favorables.

3.4.5.3.3 Principes de gestion extra-financiers

Dans le cadre de ces plans, en France, ENGIE sélectionne des sociétés de gestion dont les politiques de gestion prennent en compte des critères Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG). A ce titre, elles sont majoritairement signataires des Principes pour l'investissement Responsables des Nations Unies. De plus, une politique ESG précise a été mise en place pour une partie de la gamme par la gouvernance des fonds. Ils incluent des représentants de la Direction et les partenaires sociaux.

3.4.5.3.4 Épargne Solidaire

En France, le Fonds Commun de Placement d'Entreprise (FCPE) Solidaire ENGIE Rassembleurs d'Énergies Flexible est l'un des fonds solidaires dédiés les plus importants du marché français. Ce fonds est labellisé fonds à Impact et vient compléter la gamme des supports de placement du PEG et du PERCO depuis 2012. Il permet aux collaborateurs d'être partie prenante d'une initiative sociale en cohérence avec leurs métiers.

3.4.5.4 Intéressement et participation

En raison de la coexistence de sociétés juridiquement distinctes, il n'y a pas de système unique d'intéressement et de participation pour le Groupe. Les systèmes de rémunération variable collective sont largement développés dans les filiales. En 2021, le volume global d'intéressement et de participation des salariés des différentes filiales françaises a atteint près de 150 millions d'euros.

Au niveau de la société ENGIE SA, un accord d'intéressement a été signé le 30 juin 2021 avec l'ensemble des organisations syndicales représentatives. Cet accord prévoit le versement d'une enveloppe de 7,5% des rémunérations principales en cas de dépassement des objectifs qui sont d'ordre financier à hauteur de 4,5% et extra-financiers à hauteur de 3%. Le nouvel accord se distingue notamment par un critère extra-financier lié à la réduction de l'empreinte carbone des collaborateurs. Le montant versé en 2021 au titre de l'intéressement 2020 est de 15 694 453 euros. L'accord mettant en place un régime de participation des salariés aux résultats d'ENGIE SA a été signé le 26 juin 2009. L'application de la formule légale de calcul de la participation au titre de l'exercice 2020 conduit à l'absence de versement en 2021.

3.4.5.5 Actionnariat salarié

Avec un taux d'actionnariat salarié de 3,2% ENGIE se distingue par une politique d'actionnariat dynamique et innovante. ENGIE organise périodiquement l'opération d'actionnariat salarié d'envergure mondiale nommée "Link". ENGIE a réalisé la plus grosse opération d'actionnariat salarié de l'année 2018 avec un volume de 340 millions d'euros. Cette dernière opération a été souscrite par plus de 40 000 salariés dans le monde à des conditions attractives en termes de décote et d'abondement. ENGIE s'est par ailleurs distingué par son innovation en étant le seul émetteur à proposer un produit structuré "Link +". Sa durée de blocage de 10 ans en contrepartie d'une décote et d'un abondement spécifique a permis au plus grand nombre de souscrire en proposant des conditions de paiement étalées dans le temps. Compte tenu des moyens mis en œuvre et des durées de blocage, la fréquence de ce type d'opération mondiale n'est pas annuelle.

3.4.5.6 Actions de performance / Éléments d'incitation à long terme

ENGIE attribue des actions de performance qui sont décrites avec précision à la Section 4.4.3. Ces actions dont l'échéance minimale est de trois ans sont assorties de conditions de performance internes et externes. Ce dispositif n'est pas réservé aux dirigeants et ENGIE se distingue par une politique d'attribution large. Près de 7 000 salariés répartis dans le monde bénéficient de ce dispositif.

3.4.6 Dialogue social

Le développement et l'entretien du dialogue social de qualité est considéré comme un incontournable dans l'accompagnement réussi de la nouvelle organisation d'ENGIE. Dans ce sens, des travaux menés par les équipes RH en étroite collaboration avec les organisations sociales, ont abouti à la mise en place d'un processus novateur de dialogue social. Ainsi, le projet de création et d'évolution de l'actionnariat d'EQUANS s'est conclu par un protocole entre ENGIE et le Comité d'Entreprise Européen (CEE). Les potentiels investisseurs ont pu présenter leurs projets industriel et social au secrétariat du CEE, permettant à ce dernier de rendre une analyse comparative des offres et émettre un avis.

Au sein des instances représentatives nationales et européennes et à travers des accords collectifs nationaux, européens et mondiaux, ENGIE associe ses partenaires sociaux à la mise en œuvre de son Ambition Sociale, ouverte et élargie à la prise en compte des enjeux environnementaux et sociétaux.

3.4.6.1 Instances représentatives

Le dialogue social de niveau Groupe s'organise autour de deux instances représentatives qui sont des lieux de concertation privilégiée entre la Direction et les représentants du personnel :

- **Le CEE :** composé de 41 membres titulaires représentant les 139 070 salariés répartis en Europe. Le CEE a pour objectifs de développer et renforcer le dialogue social européen, garantir une représentation équilibrée entre les pays et les grands métiers du Groupe et développer un dialogue social au niveau de ces grands métiers. Un secrétariat de 13 membres représentant huit pays se réunit tous les deux mois. En 2021, huit réunions plénières du CEE se sont tenues, dont six extraordinaires, complétées de dix réunions du secrétariat du CEE et de neuf réunions des groupes de travail. Ce nombre élevé de réunions est lié aux différents processus de consultation du CEE engagés en 2021 (création d'EQUANS au premier semestre, évolution de l'organisation du Groupe en Europe et évolution de l'actionnariat d'EQUANS au second semestre). À noter que les réunions en présentiel ont repris à compter de mi-juin, une fois levées les restrictions sanitaires liées à la crise Covid-19.
- **Le Comité de Groupe France :** cette instance qui représente plus de 77 716 salariés en France est composée de 30 membres titulaires. Le Comité de Groupe France est une instance d'informations avec les représentants des institutions représentatives du personnel des sociétés françaises. En 2021, quatre réunions se sont tenues, dont deux extraordinaires.

3.4.6.2 Accords collectifs Groupe

Conformément à ses engagements, ENGIE a ouvert avec les fédérations syndicales internationales, la négociation d'un accord mondial portant sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale. Il a été signé en janvier 2022 avec trois fédérations syndicales mondiales les plus représentatives de nos métiers ainsi qu'avec les quatre organisations syndicales représentatives au niveau Groupe. Cet accord réaffirme l'ambition d'ENGIE d'être reconnu en tant qu'employeur responsable, visant à atteindre un niveau d'excellence sociale à la hauteur de nos exigences environnementales.

3.4.7 Note méthodologique de calcul des indicateurs sociaux

3.4.7.1 Périmètre de restitution

Les indicateurs publiés dans ce rapport concernent les sociétés dont le contrôle en capital et en management est détenu par ENGIE, soit celles consolidées en intégration globale. Les indicateurs sociaux sont intégrés à hauteur de 100% quel que soit le pourcentage de détention du capital. Le périmètre de restitution est identique à celui de la Direction Financière. Les données sont présentées par GBU issues de la nouvelle organisation mise en place au 1er juillet 2021. EQUANS apparait distinctement au sein de la GBU Solutions Clients (voir Section 1.6). Un taux de restitution est attaché à chaque indicateur en fonction de l'effectif couvert.

3.4.7.2 Méthodes de consolidation

Le contenu du rapport a été élaboré sur la base d'indicateurs sélectionnés de façon à rendre compte des principaux impacts sociaux et sociétaux des activités du Groupe. Le choix des indicateurs s'effectue au regard des standards de la *Global Reporting Initiative* (GRI).

Les indicateurs de ce rapport font l'objet d'une consolidation selon des procédures et des critères définis. Les données de structure, de flux d'effectifs, de conditions de travail, de formation et de sécurité sont consolidées par agrégation.

3.4.7.3 Outil

Les indicateurs sociaux sont issus du *Reporting* Social Groupe (RSG). Ils sont définis dans un référentiel commun au Groupe consultable sur demande. La collecte, le traitement et la restitution des données saisies par les entités locales, filiales du Groupe ENGIE, sont réalisés dans l'outil de consolidation SyGMA conformément au périmètre financier IFRS.

3.4.7.4 Contrôle

Les données sociales sont consolidées et contrôlées successivement par chaque entité opérationnelle avant de l'être au niveau de la DRH Groupe. Les Commissaires aux comptes d'ENGIE vérifient ensuite les informations sociales collectées afin d'émettre un rapport d'assurance raisonnable. Ces travaux sont conduits de manière concomitante avec les travaux de l'Organisme Tiers Indépendant (OTI) chargé de vérifier la déclaration de performance extra-financière publiée dans le rapport de gestion ENGIE.

3.4.7.5 Précisions sur certains indicateurs

3.4.7.5.1 Emploi

Les employés administratifs sont comptabilisés parmi les Techniciens Supérieurs/Agents de Maîtrise (TSM). Les entités belges du secteur de l'énergie ne déclarent pas d'Ouvriers, Employés, Techniciens (OET) selon les pratiques du secteur de l'énergie (Electrabel).

Contractuellement les collaborateurs peu ou pas qualifiés ont un statut d'employé. Cela peut conduire à une sous-estimation de cette catégorie. La notion de "cadre" (≥ à 300 points Hay : référentiel universel de classification et d'évaluation des postes) reste parfois difficile à appréhender hors de France. Elle peut conduire à une légère sous-estimation, certaines entités pouvant ne retenir que les cadres dirigeants.

3.4.7.5.2 Flux de personnel

Les indicateurs de cette Section sont calculés sur la base du périmètre courant, soit les entités de *reporting* incluses dans le périmètre de consolidation en intégration globale au 31/12/N. L'indicateur licenciement ne comprend pas les ruptures conventionnelles.

3.4.7.5.3 Diversité et égalité des chances

Le pourcentage de personnes handicapées déclarées fournit la meilleure information possible sur l'intégration des personnes handicapées. Le Groupe ne considère pas pertinent de fournir un taux de restitution puisque certaines sociétés ne peuvent collecter cet indicateur en raison de contraintes réglementaires locales.

3.4.7.5.4 Développement professionnel

Lorsque les données ne sont pas exhaustives dans les délais impartis, un arrêté et une prévision des données manquantes de fin d'année sont réalisés.

Formation : la définition de l'indicateur a évolué en 2020 afin de s'assurer qu'il prend bien en compte les formations dispensées en présentiel et en *e-learning*. Le format et la durée d'une formation peuvent être variés mais doivent inclure un descriptif de contenu pédagogique. La répartition des heures de formation par thème n'inclut pas les heures de *e-learning*.

3.4.7.5.5 Organisation du temps de travail

Le travail du personnel au sein des sociétés du Groupe est organisé dans le cadre des durées de travail légales, variables d'une législation nationale à une autre.

L'indicateur "Jours d'absence par personne" est calculé selon la convention Groupe de huit heures de travail par jour.

3.4.8 Politique de santé-sécurité

3.4.8.1 Les résultats

Les résultats en matière de santé-sécurité du Groupe sont les suivants :

- taux de fréquence total des accidents avec arrêt des salariés et des sous-traitants intervenant sur site à accès contrôlé de 2,9 inférieur à l'objectif maximum de l'année de 3,1 ;
- taux de gravité des accidents avec arrêt des salariés de 0,11 en 2021 (stable par rapport à 2020) ;
- taux de prévention de 0,58, supérieur à l'objectif minimum de l'année de 0,50.

Le nombre de décès du fait de l'exercice de l'activité professionnelle parmi les salariés du Groupe, intérimaires et sous-traitants a été de 16 en 2021, quatre salariés et 12 sous-traitants.

Sur les 16 décès, sept se sont produits lors d'un même accident sur le site de construction d'une ligne de transport d'électricité haute tension au Brésil, lors de la chute d'un pylône liée à un défaut de qualité de la construction. Face à ces accidents, le Comex a décidé de mettre en œuvre un plan d'actions résolu (voir Section 3.4.8.2.4).

En santé au travail, le nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles reconnues a été en 2021 de 52, en diminution par rapport à 2020 (106).

3.4.8.2 Le dispositif de management santé-sécurité

La politique santé-sécurité du Groupe définit les principes fondamentaux du management de la santé-sécurité. Cette politique a fait l'objet d'un accord avec les instances représentatives du personnel européennes et les représentants des fédérations mondiales.

En déclinaison de ces principes, les standards et exigences minimaux applicables dans le Groupe sont fixés dans des Règles Groupe santé-sécurité.

3.4.8.2.1 Reporting des résultats

Les résultats du Groupe en matière de santé-sécurité au travail et sécurité industrielle sont suivis par :

- le Comex ;
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) pour la santé-sécurité au travail ;
- le Comité d'Audit pour la sécurité industrielle ;
- le Conseil d'Administration.

En 2021, l'ensemble des analyses approfondies des accidents de travail mortels ont été présentées au Comex, en présence du responsable des opérations concerné, et au CEEDD. Des points réguliers sont également présentés en Conseil d'Administration et en Comité Opérationnel qui rassemble les principaux dirigeants opérationnels du Groupe.

Les résultats santé-sécurité font l'objet d'un partage avec les *managers* et la filière santé-sécurité du Groupe. Ils sont portés par les managers au sein des entités et mis à disposition de l'ensemble des salariés via l'intranet du Groupe.

Des points périodiques sont réalisés avec chaque GBU afin d'apprécier l'efficacité des actions mises en œuvre. Ils permettent également d'évaluer la capacité des entités à prévenir les accidents graves et mortels de collaborateurs et de sous-traitants.

3.4.8.2.2 Maîtrise des risques induits par la pandémie de la Covid-19

Dès le début de la crise, le Groupe a mis en place un dispositif spécifique de pilotage et de communication afin d'accompagner le déploiement des différentes mesures de protection des personnes. Les mesures définies et mises en place dès début 2020 ont été poursuivies en 2021. Le Groupe a fait appel à un prestataire spécialisé en gestion des risques sanitaires pour l'éclairer dans ses prises de décision. Les mesures pour prévenir la contamination des salariés, sous-traitants et clients ont été appliquées en tenant compte de l'état de contamination des pays et des systèmes de prévention mis en place localement par les autorités.

Le *reporting* spécifique mis en place en 2020 concernant le nombre de collaborateurs contaminés a été reconduit en 2021. Le taux d'incidence au sein du Groupe (basé sur le nombre de contaminations) est toujours resté globalement inférieur au taux d'incidence des pays.

Les managers ont été sensibilisés à la nécessité d'une écoute renforcée de leurs collaborateurs en télétravail ou actifs sur leur lieu de travail habituel. Une attention particulière compte tenu de la durée de la pandémie a été accordée à la détection des signaux faibles marqueurs d'un mal-être psychique potentiel. Des enquêtes régulières ont été réalisées par les différentes entités auprès de leurs collaborateurs pour évaluer leur qualité de vie au travail. Elles ont permis de qualifier leur ressenti, notamment sur le soutien qui leur est apporté et d'identifier leurs besoins éventuels.

Le dispositif mis en place s'est inscrit dans une boucle d'amélioration continue. Les retours des entités exprimant leurs besoins et faisant part de leurs difficultés ont permis d'adapter le dispositif de prévention.

3.4.8.2.3 Mise en œuvre du nouveau plan d'actions 2021-2025

Les ambitions du Groupe en matière de santé-sécurité au travail exprimées au travers de sa politique sont déclinées sous la forme de plans d'actions pluriannuels. Le nouveau plan d'action 2021-2025 s'articule autour de trois axes de prévention :

- "*No life at risk*", maîtrise des risques liés à la réalisation directe des activités ;
- "*No mind at risk*", qualité de vie au travail, vigilance, maîtrise des risques liés au contexte d'exécution des activités ;
- "*No asset at risk*", maîtrise des risques liés aux activités industrielles du Groupe.

Les principales actions concernant l'axe "*No life at risk*" menées en 2021 sont décrites aux Sections 3.4.8.2.4 "Maitrise des risques santé-sécurité au travail". Les principales actions mises en œuvre par le Groupe en 2021 concernant l'axe "*No mind at risk* " figurent à la Section 3.4.8.2.5 " Amélioration de la qualité de vie au travail". Les actions mises en œuvre en 2021 concernant l'axe "*No asset at risk*" sont décrites à la Section 2.2.5.1 "Risques d'accident industriel".

3.4.8.2.4 Maîtrise des risques santé-sécurité au travail

La prévention des accidents graves et mortels repose sur l'identification des risques et la mise en place de mesures visant en priorité à éliminer l'exposition aux risques, ou à mettre en place les mesures de protection collectives et individuelles adaptées, notamment au travers des règles de sécurité édictées par le Groupe. Le Groupe a en particulier défini neuf "Règles Qui Sauvent", couvrant les risques majeurs identifiés, et qui sont la dernière barrière individuelle de prévention avant l'accident grave voire mortel, si toutes les autres barrières n'ont pas fonctionné.

Les entités ont poursuivi la démarche systématique d'identification, d'analyse et de traitement des événements à haut potentiel de gravité ("HiPo"), précurseurs d'accidents graves. Ces HiPo sont identifiés par les entités opérationnelles qui définissent pour chacun d'entre eux un plan d'actions permettant d'éviter leur récurrence et en particulier d'éliminer l'exposition aux risques. Les HiPo sont collectés par le Groupe qui en assure le partage entre entités au travers du réseau santé-sécurité du Groupe.

En outre, il est demandé aux opérateurs d'arrêter leurs activités si les conditions de sécurité ne sont pas réunies (démarche "*Stop the work*"). Les opérateurs doivent également mettre en œuvre "la minute qui sauve", qui consiste à réaliser sur le terrain une nouvelle évaluation des risques afin de s'assurer que ceux-ci sont bien sous contrôle.

Chaque analyse d'accident grave a fait l'objet d'un partage spécifique des enseignements et a été suivie de la mise en œuvre d'actions spécifiques de prévention.

Suite aux accidents mortels que le Groupe a connu en 2021, plusieurs actions spécifiques ont été mises en œuvre :

- l'organisation d'un "*safety stand down*", moment privilégié d'échange au cours duquel l'ensemble des activités du Groupe ont été interrompues et les équipes invitées à réfléchir aux mesures à prendre pour renforcer la sécurité au travail au sein du Groupe. Les différentes propositions formulées par les entités ont été analysées et intégrées au plan d'actions santé-sécurité du Groupe ;
- des revues approfondies de la santé-sécurité sur certains sites de construction jugés à risque particulier ont été réalisées. Au sein du Groupe, les sites de construction ont à faire face à des risques plus élevés, le nombre de décès sur ces sites ayant représenté en 2021 les trois quarts des décès ;

- le plan d'actions pour assurer la sécurité des sous-traitants du Groupe a été renforcé, le nombre de décès de sous-traitants ayant représenté en 2021 les trois quarts des décès ;
- une mission d'évaluation globale de la maturité et de l'organisation santé-sécurité a été confiée à un prestataire externe spécialisé. Les actions qui découleront des recommandations qui seront émises par le prestataire seront intégrées au plan d'action santé-sécurité du Groupe.

Enfin en 2021, un plan d'actions spécifique a été mis en place destiné à renforcer la prévention des accidents liés à l'électricité, notamment les plus graves d'entre eux. Dans ce cadre, il a été demandé à ce que lors des visites de sécurité réalisées par le management, un focus particulier soit fait sur la prévention des accidents d'origine électrique. Il a été rappelé à l'ensemble des salariés du Groupe et de ses sous-traitants qu'il est impératif lors d'une intervention sur une installation de vérifier l'absence de tension. En outre, il a été demandé à l'ensemble des GBU et entités de procéder à un renforcement de leur plan d'actions de traitement du risque électrique.

3.4.8.2.5 Amélioration de la qualité de vie au travail

Depuis plusieurs années, le Groupe et ses filiales poursuivent la mise en œuvre d'actions spécifiques pour améliorer la qualité de vie au travail de leurs collaborateurs. En 2021, le Groupe a poursuivi l'animation d'un réseau de référents sur la qualité de vie au travail représentant l'ensemble de ses entités, avec notamment pour objectifs la mise en commun des ressources et des outils existants, la conception de nouveaux outils, le partage des retours d'expérience et des bonnes pratiques entre les entités.

Pour renforcer la culture de santé et la qualité de vie au travail et mettre en place un système de gouvernance efficace pour les gérer, une instance de niveau Groupe, le Comité Groupe "*No Mind At Risk*", a été mise en place pour effectuer un examen critique et collectif des mesures envisagées en vue de les partager et de les *challenger*.

Au cours de l'année 2021 ont été déployés neuf engagements pour la qualité de vie au travail, que chaque collaborateur du Groupe s'engage à respecter, destinés à améliorer la qualité de vie au travail de chacun.

Par ailleurs, un e-learning a été élaboré et mis à disposition de l'ensemble des managers du Groupe, destiné à les sensibiliser aux comportements managériaux à adopter pour que ces neuf engagements soient une réalité au sein de chaque collectif de travail.

3.4.8.3 Le renforcement de la culture santé-sécurité

Différents dispositifs ont été utilisés pour renforcer la culture santé-sécurité des collaborateurs du Groupe et de ses sous-traitants.

L'animation de la filière santé-sécurité a fait largement appel aux outils digitaux, avec un important travail de partage à destination des différentes entités. Cette animation s'est appuyée notamment sur l'organisation de webinars mensuels thématiques, de présentations de l'analyse des accidents mortels et sur la mise à disposition de différents supports techniques.

Une *newsletter* hebdomadaire "*Prevention News*" reprenant l'essentiel des échanges avec les GBU et entités a été adressée à l'ensemble de la filière santé-sécurité. Ce document permet de partager à la maille du Groupe l'ensemble des accidents, situations dangereuses significatives et événements à haut potentiel de gravité (HiPo).

3.4.8.4 Le dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés s'est poursuivi en 2021 aux différents niveaux du Groupe, en particulier avec les instances mondiales et européennes. Un Groupe de travail permanent santé-sécurité et qualité de vie au travail est actif au niveau du comité d'entreprise européen. Il a réalisé chaque semestre une revue des résultats et actions engagées en matière de santé-sécurité au travail et qualité de vie au travail.

Concernant la gestion de la pandémie, les instances représentatives ont été régulièrement informées et sollicitées sur les nouvelles dispositions à mettre en œuvre.

Données santé-sécurité

Précisions sur les indicateurs santé-sécurité

Les analyses effectuées dans ce document concernent les entités et activités dont ENGIE a le management opérationnel, quel que soit le mode de consolidation financière.

Le périmètre de *reporting* santé-sécurité au travail inclut les données des entités cédées au cours d'année jusqu'à leur date de cession.

Concernant l'indicateur relatif au nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle, ENGIE ne considère pas pertinent de fournir un taux de restitution puisque certaines sociétés ne peuvent collecter cet indicateur en raison de contraintes réglementaires locales.

	Nombre de décès (collaborateurs)	Taux de fréquence (collaborateurs)	Taux de gravité [2] (selon référentiel français)	Taux de gravité [2] (selon référentiel OIT)	Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle
GROUPE [1]					
2021	**4**	**3,2**	**0,18**	**0,11**	**52**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	3	3	0,19	0,11	106
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	2	3,7	0,21	0,14	120
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
AMÉRIQUE DU NORD					
2021	**0**	**1,46**	**0,03**	**0,03**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	0	1,03	0,08	0,05	1
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	1,73	0,11	0,09	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
FRANCE HORS INFRASTRUCTURES					
2021	**1**	**4,24**	**0,36**	**0,18**	**49**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	1	4,47	0,36	0,19	4
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	1	5,25	0,36	0,21	108
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
FRANCE INFRASTRUCTURES					
2021	**0**	**3,07**	**0,16**	**0,12**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	0	2,02	0,07	0,07	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	2,1	0,10	0,08	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
RESTE DE L'EUROPE					
2021	**1**	**3,96**	**0,14**	**0,10**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	1	3,27	0,19	0,12	1
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	3,60	0,23	0,17	5
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
AMÉRIQUE LATINE					
2021	**0**	**1,78**	**0,06**	**0,04**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	1	2,83	0,07	0,06	84
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	5,28	0,12	0,09	6
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
MOYEN-ORIENT / AFRIQUE / ASIE					
2021	**2**	**0,57**	**0,01**	**0,01**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	0	1,26	0,02	0,02	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	1	1,09	0,02	0,01	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	

	Nombre de décès (collaborateurs)	Taux de fréquence (collaborateurs)	Taux de gravité [2] (selon référentiel français)	Taux de gravité [2] (selon référentiel OIT)	Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle
AUTRES					
2021	**0**	**0,72**	**0,03**	**0,02**	**3**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2020	0	0,68	0,02	0,02	16
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	1,64	0,03	0,03	1
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	

(1) Le Groupe comprend les sept secteurs d'ENGIE
(2) L'évolution des taux de gravité n'inclut pas les accidents mortels

3.5 Informations environnementales

ENGIE est confronté aux principaux enjeux environnementaux : changement climatique, qualité et disponibilité des ressources naturelles (air, eau, sols et ressources énergétiques) et protection de la biodiversité et des écosystèmes. Si les métiers du Groupe ont parfois un impact sur les milieux et les ressources naturelles, le Groupe s'attache à les mesurer et à les réduire dans le cadre d'un processus de management environnemental de ses activités.

Les enjeux et les ambitions d'ENGIE dans ce domaine sont exprimés dans la politique environnementale du Groupe (consultable sur le site internet du Groupe) et se traduisent dans les indicateurs de performance déployés sur l'ensemble des activités. Les enjeux intègrent également les risques identifiés dans le cadre du plan de vigilance en matière d'environnement. Une équipe, en charge de l'expertise et de la coordination, est spécifiquement dédiée à la responsabilité environnementale au sein de la Direction RSE du Groupe. Elle s'appuie, dans chaque région ou pays, sur un coordinateur environnement qui anime son propre réseau de correspondants, coordonne les actions, complète l'expertise du siège par ses connaissances opérationnelles et met en œuvre le *reporting* environnemental.

Un bilan annuel est rédigé par la Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise, transmis au Comex puis présenté au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration. Ce bilan est également enrichi du rapport fourni par les *Hubs* régionaux en accompagnement de la lettre de conformité environnementale, ainsi que des résultats des audits environnementaux commandités par le Comex.

3.5.1 Le cadre législatif et réglementaire

Le Groupe suit activement les évolutions réglementaires (présentées dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle"), faisant connaître ses positions lors de leur élaboration et appliquant les nouvelles réglementations dès leur publication. En particulier, le Groupe appelle à une harmonisation des réglementations internationales et à une plus grande intégration entre les différentes politiques environnementales et énergétiques. Le Groupe s'était fortement engagé en amont de la COP21 en faveur d'un accord climatique international ambitieux en ligne avec le respect d'une hausse maximum de température de 2 °C, et en faveur de la généralisation de réglementations donnant un prix au carbone qui constituerait un signal fort pour l'investissement dans les technologies bas carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. À cette fin, le Groupe est actif au sein de la *Carbon Pricing Leadership Coalition* (CPLC).

3.5.2 Le management environnemental

À la clôture de l'exercice 2021, les entités ayant mis en œuvre un Système de Management Environnemental (SME) représentaient 75,6% du chiffre d'affaires pertinent [1]. C'est au niveau local, au regard des conditions économiques et de l'intérêt d'une telle démarche que le besoin d'obtenir une certification externe est évalué.

(1) Chiffre d'affaires généré après exclusion des activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental : activités tertiaires, trading, commercialisation, etc.

Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Par une certification EMAS	5,00%	7,30%	3,72%	3,06%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS)	56,94%	57,71%	57,26%	58,46%
Par d'autres certifications SME externes	2,40%	0,78%	2,81%	2,87%
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES	**64,34%**	**65,80%**	**63,79%**	**64,39%**
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	11,23%	9,38%	11,92%	8,33%
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES	**75,58%**	**75,18%**	**75,71%**	**72,73%**

Là où la mise en place d'un système de management certifié ou enregistré n'est pas économiquement justifiée, les entités sont incitées à définir un système interne de gestion garantissant la prise en compte de l'environnement dans la conduite de leurs activités. Ainsi, certaines entités du Groupe ont défini leur propre standard de système de management. Lors de la mise en place de SME internes et externes, des sessions de sensibilisation et de formation en lien avec les problématiques environnementales rencontrées sur site sont dispensées au personnel pour permettre l'appropriation de la méthodologie du SME.

3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale

Afin de piloter le déploiement de sa politique environnementale, de maitriser les risques environnementaux et de favoriser la communication de ses performances environnementales aux parties prenantes, ENGIE met en œuvre un système de *reporting* spécifique, allant au-delà des exigences de la loi française et prenant en compte les préconisations de la *Global Reporting Initiative* (GRI).

Le *reporting* environnemental est intimement lié à celui de la performance opérationnelle et devient ainsi un outil de management. Cette volonté de faire de l'environnement une partie intégrante du management est portée par la Direction Générale du Groupe.

Un système de lettres de conformité environnementale garantit l'implication du management opérationnel.

Éléments méthodologiques

Le *reporting* environnemental d'ENGIE est mis en œuvre grâce à un outil dédié permettant une remontée structurée des données. Cet outil appelé EARTH est une solution informatique de *reporting* environnemental, qui permet la gestion du réseau de correspondants et coordinateurs environnement, la gestion et la documentation du périmètre de *reporting* environnemental, la saisie, le contrôle et la consolidation des indicateurs, l'édition de rapports et enfin, la mise à disposition de la documentation nécessaire à la production et à la collecte des données (procédures et instructions de *reporting*).

EARTH est déployé dans chaque *Hub* régional et couvre ainsi l'ensemble du Groupe ENGIE.

Les entités juridiques incluses dans le périmètre de *reporting* sont celles dont l'activité est pertinente en termes d'impact environnemental et qui sont intégrées globalement ou proportionnellement selon les règles de consolidation financière (IFRS) au cours de l'année. Par conséquent, les entités juridiques dont la seule activité est le négoce d'énergie, des activités financières ou de l'ingénierie sont exclues du périmètre, tout comme les entités juridiques consolidées par mise en équivalence. Les entités incluses dans le *reporting* rapportent les performances et les impacts des installations industrielles dont elles détiennent le contrôle technique opérationnel, y compris les installations opérées pour compte de tiers.

Ainsi, en accord avec les règles de consolidation financière, 100% des impacts collectés sont consolidés lorsque les entités sont en intégration globale. Pour les entités en intégration proportionnelle, les impacts environnementaux sont consolidés proportionnellement au taux d'intégration financière du Groupe, pour autant que le contrôle technique opérationnel leur appartienne à 100% ou qu'il soit au moins partagé avec d'autres actionnaires.

Pour les cessions intervenant en cours d'année, les entités concernées remplissent le questionnaire environnemental avec les données disponibles au dernier jour du mois qui précède la cession. S'il n'est pas possible de collecter l'ensemble des indicateurs environnementaux, ceux-ci sont extrapolés sur la base de l'activité principale (ex. : la production d'énergie pour une centrale) et des données historiques. Pour les acquisitions réalisées en cours d'année, il peut arriver que leur système de management environnemental ne soit pas suffisamment mature pour permettre de répondre à tous les indicateurs environnementaux. Dans ce cas, les indicateurs manquants sont extrapolés sur la base de l'activité principale et des indicateurs disponibles dans des entités au profil technique similaire. Une correction de ces valeurs extrapolées peut être réalisée a posteriori l'année suivante, au terme du premier exercice complet.

Pour le calcul des indicateurs de management environnemental de type "part du chiffre d'affaires (CA) pertinent couvert par une certification environnementale, par un plan de gestion de crise environnementale, etc.", un chiffre d'affaires pertinent est estimé pour chaque entité juridique. Pour obtenir ce CA pertinent, les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (négoce, finance, ingénierie) sont soustraites du chiffre d'affaires consolidé de chaque entité juridique.

Le déploiement des procédures et des instructions à travers l'ensemble du Groupe repose sur un réseau de correspondants et de coordinateurs environnementaux dûment mandatés. Ces procédures et instructions de travail au niveau Groupe et des régions ou des pays décrivent en détail les phases de collecte, contrôle, consolidation, validation et transmission des données environnementales aux différents niveaux de l'organisation ainsi que les règles de définition du périmètre et de consolidation. Elles sont assorties de documents techniques fournissant des lignes directrices méthodologiques pour le calcul de certains indicateurs. En fonction de ses activités, chaque entité se voit attribuer un profil qui détermine les indicateurs auxquels elle doit répondre. La liste des entités entrant dans le périmètre de *reporting* environnemental est validée par chaque région ou pays.

Les définitions des indicateurs utilisés pour mesurer la performance environnementale des métiers du Groupe ont été revues sur base des commentaires des Commissaires aux

comptes. Elles ont par ailleurs bénéficié des commentaires des responsables opérationnels représentés dans des groupes de travail dédiés. L'ensemble de la documentation est disponible sur simple requête auprès du Groupe (Direction de la RSE).

Jusqu'en 2016, ENGIE indiquait pour chaque indicateur publié un "taux de couverture" qui correspondait au taux de réponses obtenues auprès de l'ensemble des entités interrogées. Depuis 2017, grâce à la mise en œuvre du nouvel outil de *reporting* EARTH, le taux de couverture est de 100% pour tous les indicateurs.

Sur les données publiées dans le présent rapport il convient de préciser les éléments suivants :

- la fiabilité du périmètre couvert par le *reporting* environnemental est une des priorités d'ENGIE qui évolue dans un contexte international de cessions et d'acquisitions d'activités. Avant chaque campagne de *reporting,* un rapprochement est effectué entre le périmètre financier et les informations remontées par les responsables environnement de chaque hub régional pour vérifier à quelles entités financières sont rattachées les entités industrielles qui contribuent dans l'outil EARTH ;
- pour les installations brûlant du gaz naturel et ne disposant pas de systèmes de mesures automatisées, un facteur par défaut a été mis en place pour les émissions de SOx et pour les émissions de particules fines (facteurs recommandés par l'EMEP, *European Monitoring and Evaluation Programme*) ;
- ENGIE est signataire, depuis 2007, du *CEO Water Mandate* marquant ainsi sa volonté de préserver les ressources en eau. Les indicateurs relatifs à l'eau sont conformes aux indicateurs GRI en 2011 et se répartissent en quatre catégories : prélèvement, rejet, consommation, réutilisation/recyclage. Depuis 2015, la matérialité des indicateurs eau publiés a été revue et les Commissaires aux comptes vérifient les entrées, sorties et consommations d'eau douce et d'eau non-douce ;
- soucieux du devenir des déchets générés par ses activités, le Groupe dispose d'indicateurs sur la production et la valorisation de ses déchets d'activité. Il s'appuie pour cela sur les définitions de déchets et de valorisation établies par les réglementations locales. Pour éviter une déclaration erronée des stocks, seuls les tonnages emportés et pesés sur le site doivent être rapportés comme évacués. Les tonnages qui doivent être rapportés sont des tonnages humides ou secs, selon la manière dont ils ont été évacués : si les déchets évacués étaient humides, les tonnages rapportés sont humides et inversement pour les déchets secs. Par exception, si les déchets sont stockés de façon définitive sur place, les tonnages secs associés doivent également être rapportés comme évacués. Dans ce dernier cas, les déchets ne sont jamais valorisés. Les déchets générés par la construction ou le démantèlement des installations industrielles, par le *repowering* ou modernisation d'installations et par la réhabilitation des sols ne sont pas couverts par les indicateurs de déchets d'activité ;
- les émissions de CO_2 issues de la combustion de combustibles fossiles ont été calculées sur la base des facteurs d'émissions publiés par le GIEC (*IPCC Guidelines for National GHG Inventories, Vol. 2 Energy* – 2006). Néanmoins, les facteurs d'émission du charbon peuvent varier grandement selon la provenance. Pour cette raison, chaque entité de *reporting* consommant du charbon fournit un facteur d'émission calculé localement. Il en est de même pour les combustibles alternatifs pour lesquels il n'est pas possible d'utiliser de facteurs d'émission standards ;
- la biomasse et le biogaz consommés par ENGIE dans ses installations génèrent une énergie comptabilisée dans la production d'ENGIE et, conformément aux conventions dans ce domaine, ENGIE ne comptabilise pas d'émissions de CO_2 associées à leur combustion lorsqu'ils sont utilisés pour la production d'énergie ;
- le potentiel de réchauffement global (PRG) permet de comparer la capacité de réchauffement des différents gaz à effet de serre par rapport au CO_2. Les PRG utilisés pour convertir les émissions de GES du Groupe en CO_2 équivalents sont les tout derniers PRG publiés par le GIEC (5e rapport d'évaluation du GIEC – 2014), considérés sur une échelle de 100 ans. En 2021, le PRG du méthane a été réévalué de 34 à 36 pour tenir compte du CO_2 provenant de l'oxydation du méthane dans l'atmosphère (note b du tableau 8.7 du 5e rapport d'évaluation du GIEC) ;
- les émissions spécifiques de GES de la production d'énergie en kg éq.CO_2/MWh sont calculées sur le périmètre des hubs régionaux et des GBU pour lesquels il s'agit d'une activité principale : Génération Europe, Amérique du Nord, Amérique latine, Brésil, Asie-Pacifique, Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie, Benelux, Europe du Nord – du Sud et de l'Est, Royaume-Uni, France *BtoB*, France Réseaux et France Renouvelables ;
- à des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GWhth) en énergie électrique (GWhe) est fixé à 0,44 pour toutes les activités de production d'énergie du Groupe et à 0,25 pour les incinérateurs ;
- les impacts environnementaux significatifs générés par les sous-traitants dans une installation du Groupe pendant des activités de services matériels sont inclus dans les impacts Groupe sauf lorsqu'une clause contractuelle spécifique prévoit que le sous-traitant est tenu responsable des impacts générés sur le site pendant la fourniture du service. Les données fournies par les sous-traitants ne font pas systématiquement l'objet de vérifications internes avant d'être agrégées aux données du Groupe et n'engagent que les sous-traitants. La réglementation et les obligations légales dans le domaine de l'environnement pouvant être différentes d'un pays à l'autre, certaines données sont parfois plus difficiles à collecter ;
- l'indicateur d'efficacité énergétique concerne les centrales à combustibles fossiles et à biocombustibles. Il inclut également la chaleur fournie par des tiers ;
- ENGIE exploite des installations hydrauliques dont certaines disposent de réservoirs d'eau. Compte tenu des difficultés à modéliser l'évaporation de chaque site, l'eau évaporée n'est pas encore comptabilisée dans le *reporting* environnemental ;
- les émissions de NOx, de SOx et de particules fines sont calculées localement sur la base de mesures. Depuis cette année, si des mesures discontinues sont effectuées sur un site, une moyenne des mesures sur les cinq dernières années est réalisée lorsque cela est possible. Ce changement méthodologique, qui permet d'éviter des incohérences liées à des mesures ponctuelles, a notamment entraîné une augmentation de 3% des émissions de NOx en 2019. Quand il n'est pas possible de mesurer ces émissions, une méthode de calcul est fournie pour les émissions de NOx et des facteurs d'émission standards basés sur les consommations de combustibles sont utilisés pour les SOx et les particules fines. Ces facteurs d'émission sont issus des référentiels de l'Agence de Protection de l'Environnement américaine (US EPA) ;
- ENGIE réalise des prestations de valorisation de gaz résiduels pour un client producteur d'acier, ArcelorMittal. Cette prestation permet de satisfaire en grande partie les besoins en électricité d'ArcelorMittal et réduit donc ses émissions de GES en évitant une importante consommation d'électricité du réseau. En analysant les émissions de GES associées à ces prestations, ENGIE a constaté que 100% des émissions sont inhérentes au processus de fabrication de l'acier. Au terme de ce processus, la réglementation impose en effet aux producteurs d'acier la combustion, généralement faite par torchage, des gaz résiduels. ENGIE intervient dans ce processus uniquement pour en tirer une énergie autrement perdue en cas de torchage, en se substituant à ArcelorMittal pour la combustion mais sans générer d'émissions de GES supplémentaires. C'est pour cette raison que la méthodologie de *reporting* d'ArcelorMittal inclut la comptabilisation des émissions directes des centrales externes auxquelles les gaz résiduels sont livrés pour valorisation. Cet état de fait est confirmé par la loi énergie-climat française de 2019 et les décrets associés fixant des plafonds d'émission de gaz à effet de serre pour les centrales électriques à combustibles fossiles. En effet, le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019 stipule que "Les émissions issues des gaz de

récupération utilisés dans des installations de production d'électricité ne sont pas comptabilisées". Par conséquent, ENGIE exclut dorénavant ces émissions de GES de son scope 1 (-6,7 Mt en 2020) et a retraité les données 2018 et 2019 à des fins de cohérence (-8,5 Mt en 2018 et -8,9 Mt en 2019). S'agissant de gaz résiduels et non d'un combustible avec une chaîne d'approvisionnement, ENGIE ne comptabilise pas d'émissions associées à une chaîne amont du combustible dans son scope 3. À l'exception des émissions de GES associées à la combustion de gaz sidérurgiques, l'ensemble des indicateurs environnementaux de ces entités sont comptabilisés dans les données consolidées, tout comme leur production d'énergie ;

- en 2018, les centrales de Glow en Thaïlande ont été cédées à Global Power Synergy Public Company Ltd. (GPSC). Ces installations devaient quitter le périmètre ENGIE d'ici fin 2018 mais y sont finalement restées jusqu'au 18 mars 2019 suite à des retards occasionnés par les procédures administratives thaïlandaises. À des fins de cohérence, les valeurs 2019 ont été corrigées pour tenir compte de cette activité. Cela inclut notamment les consommations de combustibles, 1,8 Mt d'émissions directes de GES et la production d'énergie. Les autres indicateurs (management, déchets, air, eau) ont été estimés sur la base de la production 2019 et des données collectées en 2018. Deux autres entités plus modestes, Viking Energy of Lincoln et Viking Energy of McBain aux États-Unis, ont été réintégrées en 2020 sur le même principe ;
- la méthodologie de calcul de la catégorie d'émissions indirectes "Achats de produits et services", dans "Autres émissions indirectes de GES", a été revue en 2021. D'une part, une formule de calcul relative à la prise en compte de l'inflation a été corrigée. D'autre part, des doubles comptages ont été identifiés et déduits des volumes de dépenses. Par ailleurs, un volume de dépenses non encore catégorisées a été pris en compte en extrapolant la nature de ces dépenses sur la base du volume déjà catégorisé. Cette extrapolation a permis d'estimer les émissions de GES associées à ce volume de dépenses non encore catégorisées. Suite à cette révision méthodologique, les données 2020 et 2019 ont été retraitées à des fins de cohérence. Ainsi, pour 2020, la catégorie "Achats de produits et services" passe de 18,6 Mt CO_2 à 9,5 Mt CO_2. Pour 2019, ce poste passe de 17,8 Mt CO_2 à 8,3 Mt CO_2 ;
- dans la catégorie d'émissions indirectes "Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des consommateurs finaux, hors marché)", le terme "consommateurs finaux" fait référence aux clients qui consomment eux-mêmes le gaz naturel acheté. Sont donc exclus du calcul les volumes vendus aux plateformes de négoce, aux revendeurs, aux Entreprises Locales de Distribution ou à d'autres intermédiaires non détenus par ENGIE.

3.5.4 Les actions du Groupe

3.5.4.1 Le changement climatique

Émissions directes

Les informations présentées dans cette Section et dans la Section 2.2.2 "Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux" rendent compte des risques financiers liés aux effets du changement climatique et des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas-carbone dans toutes les composantes de son activité telles que demandées par l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Par le développement d'un mix énergétique faiblement carboné [(1)] et des activités d'efficacité énergétique, le Groupe a placé la lutte contre le changement climatique et en faveur de la transition énergétique au cœur de son ambition stratégique. Ainsi, l'intensité carbone de la production d'énergie en 2021 s'établit à 187,3 gCO_2éq./kWh, en diminution de 11,8% par rapport à 2020 et de 57,7% par rapport à 2012. Quant aux émissions directes absolues de CO_2 éq. du Groupe, dites "émissions de scope 1", elles ont baissé de près de 1,07 million de tonnes en un an, passant de 38,6 à 37,5 millions de tonnes, soit une réduction de 3%.

Ces résultats témoignent de la volonté du Groupe de s'inscrire sur une trajectoire de ses émissions compatibles avec l'objectif de l'Accord de Paris de ne pas dépasser +2 °C à horizon 2050, ce qui correspond à une réduction de 85% d'ici 2050 de ses émissions directes par rapport à 2012 : objectif de désengagement total du charbon, croissance des énergies vertes (électricité renouvelable et biogaz).

De plus, le Groupe soutient les recommandations de la *Task-force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) pour plus de transparence sur les risques et opportunités liés aux impacts du changement climatique, suit les travaux émetteurs-investisseurs, et produira pour la première année un rapport TCFD dans le cadre de la publication de son cahier climat. Ce rapport TCFD sera amené à évoluer l'année prochaine pour intégrer les résultats des travaux d'évaluation financière en cours, comme requis par la TCFD. Le Groupe publie ses émissions de scopes 1, 2 et 3 (postes principaux) et répond chaque année au questionnaire du CDP (ex-*Carbone Disclosure Project*).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions totales directes de GES – Scope 1 □□	t CO_2 éq.	37 528 756	35 846 799	38 597 694	46 191 405
dont émissions de la production d'énergie	t CO_2 éq.	35 221 682	33 702 530	36 396 877	43 724 817
dont émissions directes de CH4	t CO_2 éq.	1 624 082	1 624 082	1 516 355	1 726 874
- Part de la Distribution de gaz	t CO_2 éq.	1 197 204	1 197 204	1 123 286	1 278 578
- Part du Transport de gaz	t CO_2 éq.	247 550	247 550	237 814	305 097
- Part du Stockage de gaz	t CO_2 éq.	92 691	92 691	78 678	80 678
- Part des Terminaux Méthaniers	t CO_2 éq.	86 637	86 637	76 577	62 521
dont autres émissions (véhicules, gaz fluorés, autre…)	t CO_2 éq.	682 992	520 186	684 462	739 714
Intensité carbone de la production d'énergie □□	kg CO_2 éq./ MWhéq.	187,3	180,6	212,4	220,0

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021*

(1) À La part de la production d'énergie à partir de sources non fossiles a augmenté de 87,5% en sept ans passant de 30,6% en 2015 à 57,4% en 2021

L'adaptation, via l'anticipation des impacts négatifs du changement climatique, est clé pour rendre ainsi les infrastructures et activités d'ENGIE plus résilientes face aux aléas naturels (multiplication des événements extrêmes du type inondations, sécheresses et autres manifestations plus progressives du type montée du niveau de la mer, hausse de la température). Ces risques engendrés par le changement climatique sont de différentes natures : risques physiques, risques de rupture des chaînes de valeur, risques de réputation, risques réglementaires.

Afin de se prémunir contre ces risques, ENGIE met en place des actions concrètes parmi lesquelles, à titre d'exemples : la construction d'un mur d'enceinte contre le risque de crue exceptionnelle sur le site de Tihange (Belgique), le projet de végétalisation pour éviter l'érosion des sols en cas de tempête au Mexique, le creusement de fossés et d'un bassin pour faire face au risque d'inondation au parc solaire de Capel Grande (Royaume-Uni).

Le Groupe a également mis en place une méthodologie pour aider ses différents sites à élaborer des plans d'action d'adaptation. L'utilisation d'outils, tels que le logiciel Aqueduct de gestion et d'analyse des risques eau et des zones de stress hydrique, aide le Groupe à identifier les risques à l'échelle locale et permet de définir des stratégies d'adaptation adaptées aux problématiques et caractéristiques de chaque site.

S'adapter au changement climatique génère de multiples effets bénéfiques pour ENGIE : l'anticipation des risques permet de mieux gérer les actifs, de diminuer les coûts et d'étendre son marché à des nouveaux produits et services.

Émissions indirectes

L'approche du Groupe en matière de comptabilité et de *reporting* des émissions de GES est basée sur la norme du GHG Protocol Corporate Standards (destinée aux entreprises) et la norme ISO 14064 (complétée par la norme ISO 14069). Ces normes constituent un cadre de référence internationalement reconnu.

ENGIE a procédé à une analyse des différentes catégories d'émissions afin d'identifier et de quantifier les catégories les plus pertinentes. À ce jour, les catégories ci-dessous ont été identifiées et quantifiées.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de "Scope 2") □□	**t CO_2 éq.**	**1 922 614**	**1 903 934**	**2 330 625**	**2 534 464**
Émissions indirectes liées à la consommation d'électricité	t CO_2 éq.	1 253 861	1 238 105	1 215 892	1 454 795
Émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid	t CO_2 éq.	668 753	665 829	1 114 733	1 079 669
Autres émissions indirectes de GES (dites de "Scope 3")	**t CO_2 éq.**	**126 904 619**	**121 806 153**	**124 679 358**	**124 319 451**
Chaîne amont des combustibles (émissions liées à l'énergie non incluses dans les catégories "émissions directes de GES" et "émissions indirectes de GES associées à l'énergie")	t CO_2 éq.	17 908 003	17 765 961	19 343 594	20 467 749
Investissement (émissions de GES des installations mises en équivalence)	t CO_2 éq.	31 465 816	31 465 816	31 150 692	31 127 157
Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des consommateurs finaux, hors marché)	t CO_2 éq.	65 548 797	65 548 797	61 496 829	60 882 185
Achats de produits et services	t CO_2 éq.	8 473 633	5 076 127	9 529 278	8 257 876
Immobilisations des biens	t CO_2 éq.	3 508 370	1 949 452	3 158 965	3 584 484

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021*

3.5.4.2 Les énergies renouvelables

Le renforcement des capacités du Groupe en énergies renouvelables se poursuit, pour la production d'électricité ou de chaleur, et dans le cas du biogaz pour la mobilité. Les capacités en énergie renouvelable des installations contrôlées par ENGIE (hors mises en équivalence et installations non consolidées) représentent en 2021, 20,07 GW équivalents électriques installés (GWéq).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) □□	MWééq.	20 069	20 008	17 289	16 315
Renouvelable – Électricité et Chaleur produites □□	GWhééq.	63 074	62 841	55 480	61 556
Énergie produite – part du grand hydraulique	Pourcentage	61,0%	61,2%	64,0%	71,8%
Énergie produite – part du petit hydraulique	Pourcentage	1,3%	1,3%	1,7%	1,4%
Énergie produite – part de l'éolien	Pourcentage	23,7%	23,8%	18,0%	12,3%
Énergie produite – part du géothermique	Pourcentage	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%
Énergie produite – part du solaire	Pourcentage	4,8%	4,8%	5,1%	3,2%
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	8,9%	8,6%	10,9%	11,1%
Renouvelable et Non Renouvelable – Électricité et Chaleur produites	GWhééq.	188 052	186 577	171 343	198 785
Part du renouvelable dans le total de l'électricité et de la chaleur produite	Pourcentage	33,5%	33,7%	32,4%	31,0%

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021*

3.5.4.3 L'efficacité énergétique

Pour les installations de production d'électricité, la performance énergétique est directement liée au rendement de l'installation qui influe sur sa rentabilité. Tout en respectant les réglementations environnementales et les contraintes de marché de l'électricité, les améliorations apportées au parc de production permettent d'optimiser son efficacité énergétique, et ainsi la consommation de matières premières. Ainsi, le remplacement d'anciennes turbines ou d'anciennes chaudières par des modèles récents a un impact positif immédiat sur l'efficacité d'une installation.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) □□	GWhééq.	318 311	313 840	284 606	342 573
Part du charbon/lignite	Pourcentage	10,04%	10,18%	10,12%	12,05%
Part du gaz naturel	Pourcentage	36,56%	36,32%	46,19%	42,31%
Part du fioul (lourd et léger)	Pourcentage	0,76%	0,73%	0,71%	0,70%
Part de l'uranium	Pourcentage	44,72%	45,36%	33,59%	35,85%
Part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	4,34%	4,23%	5,68%	5,57%
Part des autres combustibles	Pourcentage	3,25%	3,05%	3,37%	3,22%
Part des combustibles pour le transport	Pourcentage	0,33%	0,13%	0,33%	0,30%
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) □□	GWhééq.	8 846	8 781	8 697	9 244
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz) □□	Pourcentage	44,5%	44,7%	45,1%	45,0%

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021 (voir Section 3.11)*

3.5.4.4 L'énergie nucléaire

Le maintien d'un très haut niveau de sûreté des sept réacteurs nucléaires exploités par Electrabel est une priorité fondamentale du Groupe. En la matière, Electrabel attache également une grande importance à la limitation de l'impact (rejets, déchets) de ces installations sur leur environnement. Chaque centrale publie une déclaration environnementale annuelle sur le site internet d'Electrabel.

Les déchets issus des centrales nucléaires, notamment leurs déchets radioactifs, sont suivis par Electrabel, mais aussi par l'ONDRAF (l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies) et sa filiale Belgoprocess, qui sont chargés de la gestion des déchets radioactifs provenant des centrales nucléaires. La publication détaillée d'informations relatives aux volumes de combustibles ou de déchets radioactifs de haute activité est proscrite par l'Arrêté Royal belge du 17 octobre 2011 intitulé "Arrêté royal relatif à la protection physique des matières nucléaires et des installations nucléaires".

Les provisions relatives à l'aval du cycle du combustible nucléaire (opérations relatives au combustible après son utilisation dans un réacteur nucléaire) ainsi que celles relatives aux coûts de démantèlement des centrales nucléaires après leur fermeture sont reprises à la Section 6.2.2 – Notes aux comptes consolidés – Note 20.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions gazeuses radioactives					
Gaz rares	TBq	36,12	36,12	47,35	35,09
Iodes	GBq	0,03	0,03	0,04	0,02
Aérosols	GBq	0,27	0,27	0,25	0,26
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	m^3	186	186	225	149
Rejets liquides radioactifs					
Émetteurs Bêta et Gamma	GBq	11,46	11,46	16,50	17,21
Tritium	GBq	83,49	83,49	86,50	65,07

Les facteurs de risques relatifs à l'énergie nucléaire sont présentés à la Section 2.2.5 "Risques industriels".

3.5.4.5 L'eau

Acteur engagé dans la gestion de l'eau, ENGIE participe aux réflexions en cours sur le *corporate* risk disclosure et le *water stewardship* aux côtés d'organisations telles que le *CEO Water Mandate* du Pacte Mondial des Nations Unies et l'OCDE. Ces initiatives ont permis d'aboutir à une homogénéisation de définition et de la mise en œuvre du *water stewardship*. Le Groupe s'est donné un objectif de réduction des consommations d'eau à échéance 2030 et poursuit la mise en œuvre de plans d'action pour les sites présentant un enjeu de stress hydrique élevé ou extrême. En 2021, ENGIE s'est vu décerner la note A- par le *CDP Water Disclosure*.

Chaque année, dans le cadre de l'optimisation de sa production énergétique, ENGIE évalue le risque de stress hydrique pour les sites industriels du Groupe en utilisant l'index *Baseline water stress* et l'outil Aqueduct du *World Resource Institute* qui permet de cartographier différents

risques liés à l'eau. En 2021, 37 sites sont localisés en zone de stress hydrique extrême soit 4,7% des sites (hors solaire et éolien), pour lesquels des plans d'actions sont finalisés et en cours de déploiement. L'impact du stress hydrique est toutefois relatif en fonction de l'activité et des besoins en eau douce du site. Seuls 6 sites sur les 37 ont des besoins en eau douce importants (supérieur à 100 000 m³ /an). Pour les autres, l'enjeu est davantage de contribuer de manière indirecte à la préservation des ressources en eau, par exemple en proposant la réutilisation de l'eau à d'autres acteurs du bassin versant. Dès 2013, le Groupe a calculé l'empreinte eau dans l'analyse des cycles de vie de 1 kWh d'électricité, puis en 2016 celle de 1 kWh de gaz. L'ensemble des démarches engagées par le Groupe a permis de réduire de 71,5% ses prélèvements d'eau douce sur son activité de production électrique depuis 2012.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Eau douce					
Prélèvement total	Mm³	2 406	2 402	2 088	2 814
Rejet total	Mm³	2 340	2 336	2 039	2 746
Eau non douce					
Prélèvement total	Mm³	5 249	5 249	5 195	6 003
Rejet total	Mm³	5 218	5 218	5 167	5 976
Consommation totale	Mm³	96	96	77	94

3.5.4.6 Les déchets

Intégrant les recommandations d'un audit interne sur la gestion des déchets, ENGIE a traduit depuis, dans sa politique environnementale de 2017, sa volonté de réduire les quantités produites et celle d'augmenter le taux de valorisation de ses déchets.

Cette ambition se concrétise principalement par un taux de valorisation de plus de 84,2% pour les déchets non dangereux et de 15,3% pour les déchets dangereux en 2021. Les sites industriels du Groupe sollicitent activement les filières de valorisation locale même si celles-ci restent tributaires de débouchés commerciaux régis par la loi de l'offre et de la demande.

Concernant le gaspillage alimentaire et les déchets associés, seule la restauration collective des employés est concernée. Dans ce domaine, ENGIE sélectionne des sous-traitants ayant inclus des mesures de lutte contre le gaspillage alimentaire dans leur cahier des charges.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	t	2 881 300	2 849 189	2 857 579	3 440 457
Cendres volantes, refioms	t	1 674 129	1 673 325	1 583 111	1 719 517
Cendres cendrées, mâchefers	t	703 776	703 412	804 701	1 047 170
Sous-produits de désulfuration	t	69 841	69 841	66 332	120 365
Boues	t	21 269	16 237	25 221	21 360
Bois flotté	t	11 508	11 508	12 970	5 305
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	t	2 425 380	2 411 640	2 464 614	2 352 567
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	33 787	30 426	38 139	52 524
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	5 180	4 933	11 511	16 291

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2021*

3.5.4.7 Les polluants atmosphériques

ENGIE met en œuvre une grande variété de techniques pour continuer à réduire ses émissions : réduction à la source grâce à un bouquet énergétique adapté ; optimisation de la combustion et traitements des fumées ; mise en place de filtres ou injection d'eau pour réduire les poussières ; installation de brûleurs bas-NOx ou injection d'urée (traitement secondaire) pour contrôler les oxydes d'azote ; choix de combustibles à très basse teneur en soufre pour réduire les émissions de dioxyde de soufre. Une forte amélioration avait notamment été observée en 2019 grâce à la réorientation du portefeuille d'actifs de production d'ENGIE.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Émissions de NO_x	t	49 819	48 831	49 022	52 799
dont production d'énergie	t	49 574	48 586	48 752	52 469
Émissions de SO_2	t	106 028	105 984	119 584	124 276
dont production d'énergie	t	106 007	105 962	119 568	124 218
Émissions de poussières	t	5 820	5 693	6 312	4 662
dont production d'énergie	t	5 815	5 688	6 305	4 654
Émissions de mercure	kg	198,02	194,21	304,73	312,14
dont production d'énergie	kg	197,90	194,09	304,63	312,01

3.5.4.8 La gestion de la biodiversité

La biodiversité (faune, flore) constitue un patrimoine naturel essentiel au bien-être et à la santé humaine. ENGIE en dépend aussi du fait de son utilisation des ressources en biomasse et de la régulation des eaux et du climat assurée par la biodiversité.

La biodiversité est menacée par le changement climatique, la pollution, la modification des habitats, l'invasion d'espèces exotiques et la surexploitation des ressources. La fragmentation et les perturbations des habitats générées par l'emprise territoriale des sites et l'imperméabilisation des sols constituent le principal impact des activités d'ENGIE sur la biodiversité.

Afin de préserver la biodiversité, de remédier à ses impacts dans le cadre du processus "Éviter, réduire et compenser", le Groupe s'est engagé dès 2010 à intégrer la biodiversité dans sa stratégie et ses activités.

La restauration d'habitat naturel (haies, bandes enherbées, zones humides), la réduction des impacts des éoliennes sur la faune, le franchissement des ouvrages hydrauliques par les poissons, la contribution des bandes de servitude du réseau gaz aux continuités écologiques, la gestion différenciée des espaces verts sont des exemples d'objectifs et d'actions réalisés par le Groupe.

Pour suivre son engagement, le Groupe s'appuie sur l'expertise et la compétence de ses deux partenaires : le comité français de l'UICN (Union Internationale pour la Conservation de la Nature) et France Nature Environnement.

Depuis 2016, les plans d'action biodiversité sont intégrés à une démarche plus globale de gestion intégrée et concertée de l'environnement à l'échelle des sites pour l'ensemble des entités du Groupe. La méthode d'identification des sites en matière de biodiversité est basée sur leur proximité à une aire protégée.

En 2018, le Groupe a renforcé ses engagements à l'échelle internationale en adhérant à l'initiative "act4nature". Les engagements individuels pris dans ce cadre sont majoritairement atteints. Cette mobilisation se traduit notamment par l'animation du réseau interne d'experts en constante progression en termes de nombre de participants, la mise à disposition d'un outil de localisation des aires protégées et des sites (IBAT), ou encore la réalisation d'une brochure interne sur la biodiversité. Tous les détails sont disponibles sur le site internet.

En 2020, le Groupe renouvelle ses engagements en matière de biodiversité au travers des deux dispositifs "act4nature international" et "entreprises engagées pour la nature ".

Á fin 2021, tous les objectifs sont lancés et font l'objet d'un plan d'action, l'état d'avancement est actualisé annuellement (voir https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse/biodiversite).

3.5.4.9 La gestion des risques et des plaintes environnementaux

La gestion des risques environnementaux se décline en deux modules : la prévention des risques et la gestion de crise.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
% du CA pertinent couvert par un plan de prévention des risques environnementaux	84,2%	95,8%	82,7%	80,4%
% du CA pertinent couvert par un plan de gestion des crises environnementales	89,9%	95,1%	88,4%	85,2%

La gestion des plaintes environnementales est assurée par le Groupe. Une synthèse est donnée ci-dessous :

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2021	2021 hors EQUANS	ENGIE 2020	ENGIE 2019
Plaintes liées à l'environnement	13	11	6	10
Condamnations liées à l'environnement	2	2	2	1
Montant des indemnisations (*en milliers d'euros*)	697	697	14	13
Dépenses environnementales (*en milliers d'euros*)	632 836	529 243	553 019	466 365

Les plaintes reçues par des filiales d'ENGIE sont les suivantes :

- la personne morale INEO AQUITAINE a fait l'objet d'une convocation le 26/11/21 devant l'Office français de la biodiversité (OFB) pour des déchets "inertes" (cailloux et terres) stockés temporairement sur un terrain classé "habitat d'espèces protégées" en attendant leur transport vers une déchetterie ou leur utilisation comme remblai d'excavations. Le classement de ce terrain n'était pas connu d'INEO AQUITAINE ;
- sur un terrain appartenant au site de pompage-turbinage de Ffestiniog au Royaume-Uni, une planche d'un caillebotis s'est cassée au passage d'un promeneur ;
- des nuisances sonores ont été rapportées par un résident vivant à proximité du site de pompage-turbinage de Dinorwig au Royaume-Uni ;
- un épandage d'ammoniac (NH3) a été signalé lors d'une intervention d'ENGIE Refrigeration aux Pays-Bas ;
- en Belgique, les gestionnaires de parcs éoliens ont reçu deux plaintes pour nuisances sonores, deux pour des fuites d'huile, deux liées aux désagréments associés à l'effet stroboscopique des éoliennes et une pour des chutes de concrétions glacées ;
- deux plaintes ont été formulées aux États-Unis pour des nuisances sonores relatives à deux parcs éoliens.

Pour toutes ces plaintes, des évaluations ont été menées ou sont en cours et un dialogue a été engagé avec les parties prenantes.

Il faut encore noter une amende acquittée par le site de Leini en Italie consécutive au contrôle d'une cuve d'homogénéisation dont un échantillon d'eau a révélé un taux de sulfates supérieur aux normes en vigueur. La mise en conformité a été réalisée dans les délais requis.

Enfin, GRTgaz a été condamné le 1er février à une amende de 650 k€ et à la remise en état des lieux pour défaut de reboisement sur une piste de travail du gazoduc "Arc de Dierrey", en France.

En 2021, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à près de 633 millions d'euros.

3.5.4.10 Les nuisances

Toute activité industrielle est source de nuisances sonores. Afin de réduire ces impacts, les entités du Groupe effectuent régulièrement des travaux d'isolation phonique (capotage, barrières antibruit, confinement, etc.). Pour les projets plus récents, la réduction de cette nuisance potentielle est directement intégrée dès la conception.

Pour ses projets d'énergies renouvelables, en particulier dans l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, ENGIE réalise des études d'impact et propose des mesures d'accompagnement destinées à éviter, réduire ou compenser les éventuels impacts sonores et visuels. Les actions consistent par exemple à définir et mettre en œuvre des plans de bridage des turbines (arrêt ou réduction de puissance sur certains créneaux horaires et/ou pour certaines conditions de vent), à mener des actions spécifiques avec les constructeurs pour réduire la puissance acoustique des machines, à rechercher la meilleure insertion paysagère possible lors de la phase de conception et à réaliser, après construction, des plantations de végétation sur les sites ou chez les riverains lorsque l'impact visuel est avéré. À titre d'illustration, ENGIE s'est associé, en France, au projet "Respect" lancé dans le cadre des projets éoliens en mer du Tréport et des îles d'Yeu et de Noirmoutier pour mieux connaître les impacts biologiques liés aux empreintes sonores des projets et les réduire par le développement de technologies adaptées. Les résultats ont été intégrés dans les études d'impact et ont permis l'obtention des autorisations préfectorales en octobre 2018.

3.5.4.11 L'utilisation des sols

La protection du sol et des eaux souterraines fait partie intégrante de la politique environnementale du Groupe. Les conséquences environnementales liées à une pollution du sol peuvent s'avérer considérables, au même titre que les coûts des mesures ultérieures d'assainissement. Il est donc important de prévenir ce risque et de le couvrir par des provisions. Ces dernières s'élèvent à 1,176 milliards d'euros en 2021 et portent sur la réhabilitation de sites, le démantèlement d'installations non nucléaires et l'élimination programmée de produits. Dans ce domaine, ENGIE respecte la réglementation de chacun des pays dans lesquels le Groupe opère.

À titre d'exemple, une étude sur la pollution du sol de plusieurs sites de centrales électriques a été réalisée en Belgique. Les risques ont été évalués en collaboration avec les administrations environnementales compétentes et un projet d'assainissement est mis en place.

ENGIE détient plusieurs anciennes usines à gaz. Ces sites peuvent être touchés par les hydrocarbures, les métaux lourds et autres substances volatiles qui peuvent affecter la santé. Ils doivent donc être remis en état avant d'être réutilisés. En 1996, un plan de dix ans a fait l'objet d'un protocole entre Gaz de France et le gouvernement français pour la réhabilitation de ces sites qui sont depuis 2007 compatibles d'un point de vue sanitaire avec leur usage. Lors de la cession de ces anciens sites, ENGIE s'attache à vérifier que le projet de l'acquéreur est compatible avec le passif environnemental et industriel du site et que le risque pour l'environnement et les riverains est maîtrisé. Et pour l'ensemble des sites du Groupe, une surveillance des sols et des eaux souterraines est menée, conformément aux permis d'exploitation, afin de prévenir une éventuelle pollution.

Par ailleurs, pour renforcer l'ancrage territorial de ses activités, ENGIE a mis en place un dispositif structuré de dialogue avec ses parties prenantes, conforme aux principaux standards internationaux (AA1000, ISO 26000, principes du Pacte Mondial, lignes directrices de l'OCDE). Ce dispositif est fondé sur des rencontres régulières avec les ONG et associations, ainsi que sur le développement de partenariats de long terme en lien avec les activités d'ENGIE. Défini au niveau Groupe, le dialogue est décliné dans chaque hub régional, selon les spécificités locales, en termes d'enjeux, d'activités ou de réglementations. Dans le cadre de ses nouveaux objectifs RSE à horizon 2030, ENGIE s'est fixé pour ambition en 2020 de couvrir 100% de ses activités industrielles par un mécanisme structuré de dialogue et de concertation avec les parties prenantes.

Les gazoducs constituent la principale occupation des sols d'ENGIE. Ces conduites de gaz étant enterrées, elles ne fragmentent pas les habitats naturels mais peuvent néanmoins générer des conflits d'occupation des sols. Pour cette raison, GRTgaz établit en France des conventions de servitude amiables avec l'ensemble des propriétaires des terrains traversés suite à des phases de concertation (taux de signature de convention amiable régulièrement > 90% sur les projets). Ces conventions définissent les restrictions d'usage des sols pour les propriétaires (interdiction de construire à l'endroit des canalisations et de planter une végétation dépassant 2,70 m) en contrepartie d'indemnisation. Un travail plus spécifique est mené avec la profession agricole pour préserver l'usage des terres par les agriculteurs dans le cadre de leur activité professionnelle.

Pour le développement de nouveaux sites de production d'énergie renouvelable éolienne et photovoltaïque, le choix du site est primordial. La nature arable des terres est un élément essentiel pris en compte bien en amont du projet pour éviter tout conflit ultérieur. En France, les appels d'offres pour les centrales photovoltaïques se font sous l'égide de la Commission de Régulation de l'Énergie. Proposer une implantation sur des terres arables fait perdre de précieux points dans les appels d'offres et cela constitue une raison supplémentaire pour sélectionner d'autres types de terrains. Pour les parcs éoliens, un développement sur des terres cultivables est possible dans la mesure où un état des lieux est réalisé avant et après le projet par un expert agricole indépendant. Cela permet de définir la juste indemnisation à verser aux propriétaires ou aux exploitants agricoles pour l'utilisation de ces terres.

3.6 Informations sociétales

Le modèle de croissance responsable développé par ENGIE se fonde sur un dialogue structuré et adapté à l'ensemble des parties prenantes des activités du Groupe.

3.6.1 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats

ENGIE maintient un dialogue continu et proactif avec toutes les parties prenantes autour de ses activités industrielles. Sur la base des démarches existantes, le Groupe accompagne ses entités opérationnelles dans l'approfondissement et la structuration de leurs pratiques. Cela va de la mise en place de stratégies de dialogue jusqu'à leur déploiement opérationnel dans les équipes projet.

L'objectif est d'optimiser la performance et d'augmenter la création de valeur en privilégiant la prise en compte des attentes et besoins des territoires et l'appropriation des activités du Groupe par ses bénéficiaires.

Cet accompagnement permet aux activités industrielles de s'aligner avec le nouvel objectif de mise en place de plans de dialogue dans toutes les activités du Groupe à l'horizon 2030.

L'accompagnement repose sur une méthodologie Groupe qui s'adapte aux spécificités stratégiques, techniques et géographiques des activités opérationnelles. Elle est fondée sur des standards internationaux tels que l'ISO 26000, AA1000, l'IFC (*International Finance Corporation)* de la Banque Mondiale et les Principes d'Équateur.

Elle consiste d'une part en la sensibilisation et la formation des collaborateurs à la structuration du dialogue avec les parties prenantes en lien avec l'entité de formation du Groupe, ENGIE University. D'autre part la méthodologie consiste en un appui technique à la réalisation de plans d'actions de dialogue adaptés aux enjeux et attentes des territoires.

En 2021, la structuration du dialogue avec les parties prenantes a été intégrée dans différents programmes de formation d'ENGIE University. Ces formations ont été réalisées auprès d'un large public dans le cadre d'un spectre très divers de métiers tels que l'optimisation de la performance commerciale, la direction de projets de stockage de gaz et de géothermie, les fonctions centrales mais aussi dans le cadre de formations générales sur la durabilité.

Les différents espaces de dialogue ont été alimentés par la discussion autour de la trajectoire climatique d'ENGIE dans le cadre du Comité parties prenantes tenu par le Groupe sur cette thématique au premier semestre et autour des différentes problématiques que rencontrent les opérationnels sur les territoires dans le cadre de l'espace de recours.

Cette culture d'écoute et de dialogue se prolonge par des partenariats sociétaux et environnementaux avec notamment France Nature Environnement, Emmaüs et la Fondation ONE (Océan Nature et Environnement).

Au niveau international, ENGIE est membre du Pacte Mondial des Nations Unies dans la catégorie *Global Compact Advanced.*

3.6.2 Lutte contre la précarité

3.6.2.1 Précarité énergétique des clients particuliers

En 2021, ENGIE a contribué au Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) pour 6 millions d'euros. Environ 63 900 familles ont été aidées grâce ce fonds géré par les départements et/ou les métropoles. Le montant de l'aide moyenne accordée est de 230 euros.

Le portail Solidarité ENGIE, créé en avril 2018 et dédié aux travailleurs sociaux afin d'accompagner en toute autonomie nos clients en difficulté, a été bien plus utilisé en 2021 : 265 000 interactions entre les services sociaux départementaux et communaux et les équipes solidarité ENGIE contre 220 435 en 2020 (+20%).

ENGIE a créé un réseau de partenaires de médiation avec plus de 120 points d'accueil répartis sur le territoire à fin 2021. Les médiateurs de ces associations, formés par ENGIE, accueillent les clients en difficulté, les aident à comprendre leur facture, les conseillent sur la maîtrise de leurs dépenses d'énergie et peuvent les accompagner pour la mise en place de plans d'apurement ou les orienter vers les services sociaux pour l'instruction d'une demande d'aide.

Le Groupe a poursuivi en 2021 ses actions de sensibilisation à la sécurité des installations intérieures de gaz et aux économies d'énergie. Parmi ces actions figure le dispositif CIVIGAZ, mission de service civique créée et pilotée avec la Fondation Agir Contre l'Exclusion, qui a mobilisé en 2021 soixante-douze jeunes volontaires en service civique ayant réalisé plus de 6 100 visites à domicile. Outre la détection et la résolution de situations dangereuses liées au gaz, certains ménages en situation de précarité ont été réorientés vers des acteurs sociaux de l'énergie ou du logement. Le partenariat de GRDF avec Soliha (Solidaires pour l'Habitat), destiné à accompagner les ménages dans leur projet de rénovation de leur logement et dans la sécurisation de leurs installations intérieures de gaz, a été déployé en 2021 sur 16 territoires, permettant l'accompagnement de 500 familles dans leur projet d'amélioration de leur logement.

3.6.2.2 Fonds à impact environnemental et social "ENGIE Rassembleurs d'Énergies"

Le Groupe soutient l'entrepreneuriat social et les populations défavorisées à travers le fonds à impact social et environnemental ENGIE Rassembleurs d'Énergies. ENGIE Rassembleurs d'Énergies investit dans des entreprises sociales promouvant une croissance partagée et durable pour tous en s'appuyant sur une énergie propre et abordable et sur des modèles d'entreprise innovants durables.

Le fonds se déploie sur différentes thématiques qui conjuguent performance financière et fort impact social et environnemental : l'électrification solaire décentralisée individuelle ou collective en Amérique latine, en Afrique subsaharienne et en Inde, les solutions de cuisson propre et sécurisés avec notamment des solutions de biogaz dans les pays émergents ou le solaire concentré, l'efficacité énergétique pour le logement social en Europe, l'économie circulaire et plus récemment la mobilité durable et inclusive.

Fin 2021, les entreprises du portefeuille ont fourni un accès à une énergie propre et durable à plus de 6,5 millions de bénéficiaires dans le monde. Par ailleurs les entreprises du portefeuille ont généré plus de 27 000 emplois directs et indirects dont 50 % des femmes. 20 000 salariés du Groupe ont investi une partie de leur épargne dans le FCPE Solidaire ENGIE Rassembleurs d'Énergies donnant ainsi un sens à leur épargne en lien direct avec leur métier.

Les 22 entreprises actives du portefeuille opèrent sur quatre continents (Europe, Afrique, Asie et Amérique latine) et dans une vingtaine de pays. Ces entreprises couvrent 11 objectifs de développement durables à travers un large éventail de technologies qui répondent à la problématique de la croissance inclusive notamment grâce à l'accès à l'énergie durable et à la réduction de la précarité énergétique. À travers elles, Rassembleurs d'Énergies apporte des solutions à des populations vulnérables. En 2021, le fonds s'est efforcé de soutenir les entreprises de son portefeuille affectées par la crise économique et a finalisé la cession de sa participation dans une entreprise qu'il accompagnait depuis 2013. Fin 2021, ENGIE Rassembleurs d'Énergies a engagé un total de 38 millions d'euros.

3.6.2.3 Fondation d'Entreprise ENGIE

Les trois grandes priorités de la Fondation ENGIE sont :

- aide à l'enfance – éducation ;
- accès de tous à l'énergie – sauvegarde de la biodiversité ;
- lutte contre la pauvreté et emploi.

Créée en 1992, l'ambition de la Fondation ENGIE est de donner une chance à ceux qui n'en ont pas - publics éloignés ou fragiles – d'incarner l'engagement sociétal d'ENGIE dans le champ des solidarités, de faire vivre les valeurs et la raison d'être du Groupe. La Fondation ENGIE a renouvelé son mandat en octobre 2020 pour cinq ans avec une dotation annuelle de 7,8 millions d'euros.

Pour répondre aux grands défis, la Fondation ENGIE s'appuie sur l'engagement des collaborateurs et notamment les ONG internes d'ENGIE (Energy assistance (France, Belgique, Italie et Monaco)), avec trois priorités :

- agir avec impact ;
- contribuer aux enjeux sociétaux, être au cœur des territoires et
- donner l'énergie des possibles pour permettre aux projets de se réaliser dans les domaines de l'enfance et la jeunesse, la solidarité et l'environnement.

Prendre soin de la vie et de notre planète, c'est ce qui anime la Fondation ENGIE depuis près de 30 ans. Avec 30% de ses projets dédiés à l'accès à une énergie renouvelable et durable et à la biodiversité en 2021, la Fondation ENGIE s'engage année après année en faveur de l'environnement. Son objectif est de participer à des projets ambitieux, à impact et contribuant à l'effort collectif de l'Agenda 2030 à travers la réalisation des Objectifs de Développement Durable (ODD).

Dans le domaine de la biodiversité et du climat, la Fondation ENGIE a notamment soutenu le projet *Great Bubble Barrier* pour dépolluer une rivière à Porto au Portugal, ou encore le lancement de la plateforme Biodiversité et Océans avec l'association *Respect Ocean*.

En 2021, la Fondation ENGIE a soutenu plus de 110 projets à travers le monde avec plus de 400 000 bénéficiaires.

3.6.3 Transition juste

En cohérence avec sa raison d'être, ENGIE prend en compte dans son action les impacts sociaux de la transition énergétique.

Si la transition vers une économie net zéro est porteuse de nombreuses externalités positives, elle comporte également des défis sociaux majeurs en particulier dans le secteur de l'énergie : pertes d'emplois dans des secteurs tels que l'extraction ou la production fossiles et hausse des prix de l'énergie impactant notamment les ménages les plus pauvres.

Il importe ainsi de mettre l'accent sur la création de nouvelles filières, avec des opportunités à la fois pour la main-d'œuvre existante et pour les nouveaux entrants.

L'Organisation internationale du Travail (OIT) a ainsi défini le concept de "transition juste" comme une stratégie visant à atténuer les conséquences sociales négatives de la transition vers des modèles économiques durables et à maximiser les aspects positifs d'une transition vers une économie à faible émission de carbone.

Conformément à l'Accord de Paris sur le changement climatique, ENGIE s'engage dans une transition vers le net zéro en 2045 en veillant aux conséquences pour la main-d'œuvre et la création de travail décent et d'emplois de qualité, conformément aux priorités de développement définies au niveau national.

À cet égard, ENGIE met en œuvre des principes de transition juste au profit des travailleurs, consommateurs, communautés et fournisseurs.

Les principes de transition juste pour les travailleurs consistent en l'attractivité et le développement des talents, l'inclusion des travailleurs et leurs représentants dans le processus de transition juste, l'accompagnement et la formation des travailleurs, la fourniture de prestations sociales.

ENGIE Univerity a lancé *la Sustainability Academy* : l'un des objectifs de cette initiative est de mettre en avant l'expertise et l'engagement des collaborateurs du Groupe à prendre en compte les questions de durabilité dans leurs métiers. Un autre objectif est de partager cette expertise avec l'ensemble de l'entreprise et son écosystème. La *Sustainability Academy* propose plusieurs niveaux de formation, allant de l'acculturation à l'expertise et sera basée sur différents formats.

En novembre 2020, ENGIE a également ouvert un centre de formation en apprentissage dédié à la transition énergétique

et aux métiers du climat. Grâce à des partenariats avec le Lycée Raspail et le centre de formation en apprentissage AFORP, le nouveau centre vise à faire des programmes d'alternance la voie d'excellence pour accéder aux futurs métiers du Groupe et accélérer sa stratégie vers le Net Zero Carbone.

Le Groupe déploie aussi des mesures de protection des employés avec le lancement d'un programme mondial de couverture sociale, "*ENGIE Care*", qui couvre quatre domaines clés à travers le monde. Ce programme, qui est créé avec les fédérations syndicales internationales, vise à fournir à chaque employé, partout dans le monde, une protection sociale basée sur quatre domaines clés : hospitalisation, couverture du décès, invalidité (permanente et totale), congé parental (paternité et maternité).

Pour les consommateurs, ils reposent sur des initiatives en faveur d'une énergie abordable.

ENGIE propose des offres gratuites - ou ne nécessitant que quelques euros – permettant au consommateur de suivre sa consommation, de bénéficier de conseils personnalisés, de gérer selon un budget cible ou de contrôler à distance sa consommation et son confort.

ENGIE encourage ses clients en les rémunérant pour leurs actions en faveur des économies d'énergie (*My Program To Act* qui rémunère sous forme de kiloacts les gestes écoresponsables. Ces kiloacts peuvent ensuite être réinvestis par les clients dans des actions RSE).

Pour les communautés, ils ont trait à la création de valeur locale et durable, au développement de nouvelles filières industrielles ayant des retombées positives pour les territoires et contribuant à leur résilience, à un processus robuste de consultation avec les parties prenantes et à la conclusion de partenariats.

L'usine de biogaz d'Aumaillerie, mise en service en 2020, est un projet de territoire typique développé par ENGIE BIOZ. Basée à Fougères (Bretagne), cette unité traite un mélange d'effluents d'élevage et de résidus agroalimentaires, en partenariat avec des agriculteurs et des entreprises locales, pour une capacité de production de 20 GWh/an, soit l'équivalent de la consommation annuelle de 2 000 ménages. Elle fournit près de 20% du gaz consommé localement. Trois personnes travaillent sur le fonctionnement du site. 150 personnes ont participé au financement du projet, levant 500 000 euros. L'objectif de financement a été atteint en quelques semaines, signe de l'attractivité du projet.

Le parc PV de La Tieule, Drôme (EG) est également un instrument inclusif avec des répercussions sociales et économiques positives sur le territoire : co-activités multiples (ruches, plantes mellifères), collaboration avec un ESAT pour la production de miel biologique et de haies aromatiques, éco-pâturage.

Enfin, pour nos fournisseurs "préférés", ENGIE les encourage à s'engager dans une trajectoire de décarbonation alignée ou certifiée SBTi.

3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs

Les fournisseurs et sous-traitants constituent une partie prenante essentielle dans la chaîne de valeur du Groupe.

La fonction Achats du groupe ENGIE a défini une ambition déclinée selon les axes suivants :

- être un contributeur de la performance opérationnelle du Groupe en proposant aux opérationnels un panel de fournisseurs compétitifs et différenciants ;
- être le garant des engagements du Groupe vis-à-vis de ses fournisseurs ;
- contribuer à la démarche RSE et à la neutralité carbone du Groupe ; et
- développer les talents et les compétences clefs de la filière Achats et valoriser cette fonction dans les parcours au sein du Groupe.

Pour porter cette ambition, la fonction Achats s'appuie sur un système de management structuré autour :

- d'une **Charte Achats** : ce document public (https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2022-01/CharteAchats_ENGIE_2021-007_FR.pdf) partagé avec les fournisseurs est l'expression de l'implication d'ENGIE. Il précise notamment l'exigence du Groupe quant à :
  - l'engagement des fournisseurs en matière de santé et de sécurité,
  - l'engagement des fournisseurs pour des relations éthiques dans les affaires, la prise en compte de la responsabilité sociale, et le respect des dispositifs embargos et anti-corruption,
  - la recherche d'offres compétitives et de solutions durables et innovantes ;
- d'une **Gouvernance Achats :** ce document interne définit pour l'ensemble du Groupe les principes de gestion des dépenses externes et précise les règles de fonctionnement des Achats. Elle vise à renforcer la ségrégation des tâches entre les acheteurs et les prescripteurs, tout en encourageant leur coopération dans les activités de sélection des meilleures offres.

Les exigences de ces deux documents ainsi que celles plus générales du Groupe sont déclinées dans les processus opérationnels. Ces processus couvrent la gestion des catégories d'achats et des panels fournisseurs ainsi que les étapes de l'achat et de l'approvisionnement. Ils intègrent les exigences de : la Charte éthique, la Politique de responsabilité sociétale d'entreprises *Global Care,* du Code de conduite de la relation avec les fournisseurs et de la Politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants directs.

La fonction Achats participe à l'atteinte des objectifs du Groupe à horizon 2030 par une démarche d'achats durables portée par des actions auprès des fournisseurs d'équipements dans tous les segments d'activités. Ces objectifs constituent un jalon et s'inscrivent eux-mêmes dans l'ambition du Groupe d'atteindre la neutralité carbone en 2045.

En 2020, la Direction des Achats Groupe a fixé deux objectifs RSE qui seront ultérieurement déclinés dans l'ensemble de son système de management.

Intitulé objectif	Critère	Objectif 2025	Objectif 2030
1. Décarbonation des principaux fournisseurs	250 Fournisseurs Préférentiels alignés ou certifiés SBT	25%	100%
2. Développer les Achats Responsables	Évaluation RSE des fournisseurs mesurée par le taux des fournisseurs préférentiels et majeurs avec une note ECOVADIS supérieure au niveau "risque RSE maitrisé"	70%	100%
	Promotion des Achats inclusifs mesurée par la part des achats inclusifs alignés avec les recommandations du GT3. Un groupe de travail composé de sociétés françaises (BnpParibas, Accor, Crédit Agricole, Danone, etc.)	60%	100%

Pour atteindre ces objectifs, la fonction Achats met en œuvre des processus opérationnels en suivant des étapes clés selon un mode *Plan-Do-Check-Act* :

- analyse des risques et opportunités par catégorie d'achats priorisée par pays, réalisée à partir d'une matrice de risque élaborée en partenariat avec EcoVadis ;
- définition de plans de mitigation et de critères de qualification des fournisseurs résultant de l'analyse ci-dessus. L'engagement RSE des fournisseurs est évalué à travers quatre dimensions : éthique, droits humains, environnement et achats durables. Ces plans peuvent intégrer des actions de type audits documentaires ou des audits sur site ;
- mise en place de clauses contractuelles spécifiques pour renforcer nos exigences. Celles-ci peuvent intégrer des systèmes de pénalités en cas de non-respect ;
- mesure de la performance délivrée par les fournisseurs réalisée périodiquement dans le cadre des *business reviews* et révision des plans d'amélioration associés.

Ces quatre étapes sont vérifiées via les processus de contrôle interne et d'audit afin d'assurer l'amélioration continue de la démarche.

Les actions de la Direction Achats portent en priorité sur les fournisseurs préférentiels du Groupe (~250), puis les fournisseurs majeurs de chaque GBU du Groupe (~1 350) ce qui représente environ 20% de la dépense totale. La Direction des Achats a pour ambition d'élargir progressivement ces deux panels fournisseurs afin de couvrir environ 80% des dépenses totales.

L'atteinte de ces objectifs ambitieux est soutenue par un programme progressif de formation continue au sein de la fonction Achats et au cœur des entités du Groupe.

En 2021, le plan de formation a mis l'accent sur :

- la mise en œuvre de la politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants au sein des entités ;
- l'éthique et les relations fournisseurs ;
- la formation en ligne obligatoire à trois modules, pour l'ensemble de la fonction achat :
  - fraude et Corruption, tolérance zéro,
  - notre Groupe, notre Éthique,
  - droit de la concurrence.

Compte tenu du contexte sanitaire, ces formations ont été réalisées en vidéo conférence et via la plate-forme de formation en ligne *ULearn*. Cette méthode d'apprentissage a permis d'atteindre un public plus large.

Par ailleurs, ces sujets RSE sont régulièrement intégrés aux rites managériaux de la filière Achats, ainsi qu'aux rendez-vous organisés auprès des prescripteurs et opérationnels impliqués dans le processus Achats.

3.8 Éthique et

Les dirigeants du Groupe portent et supervisent la politique éthique et *compliance* du Groupe, et en garantissent la bonne application. Un message de "tolérance zéro" envers tout manquement à l'éthique et plus particulièrement envers toutes formes de fraude et de corruption est régulièrement porté par la Directrice Générale. L'ensemble des responsables à tous les niveaux du Groupe portent le même message.

Les principes d'action d'ENGIE reposent sur les textes de référence internationaux. L'ensemble des mesures du Groupe permettant de prévenir et de lutter contre la corruption s'y conforment. Il en est de même pour la stratégie du Groupe relative au respect des droits humains et pour son programme de protection des données personnelles.

Le Groupe a pris des engagements anticorruptions volontaires. ENGIE est membre du Pacte mondial des Nations Unies dont le dixième principe concerne la lutte contre la corruption. ENGIE adhère également à la Section française de l'ONG *Transparency International*.

3.8.1 Gouvernance éthique et *compliance*

Le Conseil d'Administration, via son Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD), supervise l'éthique et la *compliance* au sein du Groupe.

Le Comité de la *Compliance* évalue le traitement des incidents éthiques et assure le suivi de l'évolution du dispositif éthique et *compliance* du Groupe. Il réunit, au niveau Groupe, la Secrétaire Générale, le Directeur des Ressources humaines et les Directeurs des Directions suivantes : Éthique, *Compliance & Privacy,* Audit Interne, Contrôle Interne et Juridique.

La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* Groupe (DECP) est rattachée fonctionnellement à la Secrétaire Générale du Groupe à qui elle rapporte. La DECP pilote l'intégration de l'éthique dans la stratégie, le management et les pratiques du Groupe. Elle propose les politiques et procédures du Groupe en matière d'éthique et de *compliance*. Elle accompagne leur mise en œuvre à tous les niveaux du Groupe. Elle coordonne la mise en place du plan de vigilance du Groupe (voir Section 3.9) et traite les alertes issues de la procédure Groupe qu'elle pilote. La DECP anime le réseau des *Ethics & Compliance Officers* (en 2021 : plus de 230 personnes) et des *Data Privacy Managers* (en 2021 : plus de 130 personnes) dans l'ensemble du Groupe.

Les *Ethics & Compliance Officers* et des *Data Privacy Managers* s'assurent notamment de la mise en œuvre du dispositif Ethique et *Compliance* et du dispositif *Data Privacy* du Groupe au niveau de leurs entités. Leurs activités relèvent de la responsabilité du directeur général ou manager des entités pour lesquelles elles interviennent.

Depuis 2018, la DECP est la direction compétente pour toutes les questions nécessitant la mise en place d'une procédure de *compliance* et, en tout premier lieu, sur la prévention et lutte contre la fraude et la corruption. Elle est également en charge de la protection des données personnelles ainsi que du contrôle de l'export et des embargos et de la représentation d'intérêt.

3.8.2 Évaluation des risques

L'évaluation des risques éthiques est intégrée à la démarche d'analyse de risques du Groupe (*Enterprise Risk Management* - ERM) (voir Section 2.1.1). Cinq risques éthiques sont identifiés : corruption, atteinte aux droits humains, non prise en compte des règles de concurrence et/ou d'embargo, fraude et insuffisance de pilotage de l'éthique. La démarche d'analyse de risques du Groupe inclut aussi le risque *Data Privacy*. Elle vise notamment le risque lié aux atteintes aux données personnelles et le risque de non-conformité au Règlement Général sur la Protection des Données (RGPD).

Le processus d'évaluation du risque corruption, d'atteinte aux droits humains, et du risque *Data Privacy* s'appuie sur une méthodologie d'analyse commune au périmètre de toutes les GBU du Groupe. Le Groupe a notamment développé une grille d'autodiagnostic sur le risque corruption et une check-list sur le risque de violation des droits humains. Il a également émis des lignes directrices relatives à l'évaluation du risque d'atteinte aux données personnelles.

3.8.3 Textes de référence

La politique éthique et *compliance* d'ENGIE vise à développer une culture et une pratique de l'éthique fondée sur :

3.8.3.1 Le Code d'ENGIE : la Charte éthique et le Guide pratique de l'éthique

La Charte éthique fixe le cadre général dans lequel doit s'inscrire le comportement professionnel de chaque collaborateur. Elle précise les quatre principes éthiques fondamentaux d'ENGIE. Elle décrit en outre l'organisation éthique et *compliance* du Groupe.

Le Guide pratique de l'éthique détermine la mise en œuvre de l'éthique au quotidien. Il intègre la décision du Groupe de s'interdire tout financement d'activités politiques.

Ces deux documents constituent le Code éthique, applicable à tous les collaborateurs du Groupe. Ils sont partagés avec les parties prenantes externes.

Les travaux de refonte de la Charte éthique ont débuté en 2021 et la nouvelle Charte éthique sera présentée en 2022.

3.8.3.2 Le référentiel Intégrité

Le référentiel "Intégrité" rassemble les politiques et procédures dédiées à la prévention de la fraude, de la corruption et du trafic d'influence. L'ensemble des procédures d'évaluation éthiques a été revu en 2018 et 2019. Ainsi, les parties prenantes des projets d'investissement, les bénéficiaires de mécénats et de parrainages, les fournisseurs et les consultants commerciaux font l'objet d'une action préventive renforcée.

Á partir de fin 2021, les nouvelles personnes recrutées aux positions les plus exposées au risque de corruption font également l'objet de vérifications éthiques.

En 2020, le Groupe a réformé la politique cadeaux-invitations. Il a également déployé un nouveau registre des consultants commerciaux. Enfin, le Groupe a créé un nouveau registre cadeaux-invitations qui a été déployé en 2021. Ces registres sont entièrement digitalisés, communs à toutes les entités du Groupe et conçus comme des outils de pilotage et de suivi.

3.8.3.3 Le référentiel et la politique Droits Humains

Le référentiel et la politique "Droits Humains" rassemblent les engagements d'ENGIE en matière de respect des droits humains internationalement reconnus. Ce dispositif précise les processus opérationnels d'analyse et de gestion des risques. Il permet ainsi au Groupe d'exercer sa vigilance sur les impacts de ses activités au regard des droits humains de toute personne. Le référentiel et la politique constituent le socle du volet droits humains du plan de vigilance du Groupe (voir aussi la Section 3.9).

3.8.3.4 Le référentiel Conformité Éthique

Le référentiel "Conformité Éthique" précise la méthodologie de déploiement du dispositif éthique et *compliance* du Groupe et l'évaluation de l'état de conformité. Il rassemble également les dispositifs de conformité du Groupe en matière d'embargo, de contrôle export et en droit de la concurrence.

Depuis 2017, le Groupe dispose d'un dispositif de conformité propre au suivi des actions de représentation d'intérêt. Conformément à la loi du 9 décembre 2016, ce dispositif permet aux entités du Groupe de respecter leur obligation de déclaration auprès de la Haute Autorité pour la Transparence de la Vie Publique (HATVP).

Depuis 2017 le référentiel du Groupe vise par ailleurs également la conformité en matière de protection des données personnelles, conformément aux exigences du Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles. Dans ce contexte le Groupe a défini des procédures et des revues en 2019 et les a complétées en 2020.

Enfin, des lignes directrices relatives à l'identification de signaux faibles en matière éthique ont été déployées dans le Groupe en 2019.

3.8.3.5 Les Codes de conduite

Des codes de conduite appliquent les engagements éthiques d'ENGIE aux activités ou pratiques professionnelles. Parmi ces codes de conduite figurent le "Code de conduite de la relation avec les fournisseurs" et le "Code de conduite en matière de lobbying".

Les documents sont disponibles sur le site internet d'ENGIE au lien suivant : https://www.engie.com/Groupe/ethique-et-compliance.

3.8.4 Signalement et rapport des incidents éthiques

Une nouvelle politique du Groupe relative aux lanceurs d'alerte a été définie en 2017. Elle intègre les exigences légales de la loi Sapin 2 et celles de la loi relative au devoir de vigilance. Le 1er juillet 2018, une nouvelle procédure de recueil des alertes au moyen de courrier électronique à l'adresse : ethics@engie.com et d'un numéro de téléphone dédié a été mise en place au niveau Groupe. Ces deux canaux de signalement sont externalisés à travers l'appui d'un prestataire externe qui est en charge du recueil des alertes. Cette nouvelle procédure a été ouverte à tous les collaborateurs du Groupe au niveau mondial le 1er janvier 2019. Les alertes peuvent être reçues en plusieurs langues et le service est accessible 24h/7j.

Ce dispositif est présenté sur le site internet du Groupe au lien suivant : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositif-alerte. Il complète les autres voies de signalement éthique accessibles à tout collaborateur et à toute personne extérieure au Groupe.

Les alertes et les rapports managériaux de dysfonctionnements éthiques sont suivis à travers *My Ethics Incident*, un outil digital de collecte d'incidents éthiques déployé dans l'ensemble des entités du Groupe. Sont concernés sept domaines : intégrité comptable et financière, conflits d'intérêts, responsabilité sociale et droits humains, éthique des affaires, information confidentielle, protection du patrimoine immatériel, et données personnelles. En 2021, 187 saisines dans le cadre de la procédure d'alerte du Groupe ont eu lieu (201 en 2020, 183 en 2019) et 277 rapports managériaux d'incidents éthiques ont été remontés au niveau de la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* Groupe (283 en 2020, 282 en 2019, 218 en 2018). Le Groupe présente des informations plus détaillées sur les domaines éthiques concernés et sur les sanctions appliquées sur la page internet https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/conformite-ethique.

3.8.5 Formations

Le Groupe a mis en place un plan de formation éthique et compliance obligatoire visant l'ensemble des collaborateurs du Groupe. Il est adapté selon les fonctions et activités des collaborateurs concernés. Il est appuyé par un guide de cartographie des populations les plus exposées au risque de corruption. Le Groupe a également déployé en 2020 un nouvel outil digital permettant de suivre à tous les niveaux du Groupe l'état d'avancement des formations digitales (vidéos et *e-learning*) des collaborateurs du Groupe.

Tous les collaborateurs du Groupe doivent suivre un parcours composé de vidéos de formation qui présentent les thèmes à forts enjeux éthiques : cadeaux invitations, corruption, lanceurs d'alerte, conflits d'intérêts. Les collaborateurs les plus exposés au risque de corruption doivent effectuer un parcours de formation qui leur est propre. Ce parcours s'appuie sur des modules *e-learning* du Groupe qui permettent d'approfondir les connaissances des enjeux éthiques du Groupe, notamment en ce qui concerne la fraude, la corruption et le droit de la concurrence. Enfin, les cadres managers ("GMR") doivent participer en plus au séminaire sur la prévention de la fraude et de la corruption (à fin 2021, 96% des GMR ont participé à ce cursus). Les membres de la filière éthique et *compliance* doivent suivre le même parcours.

Par ailleurs, les acheteurs, sont formés spécifiquement aux enjeux liés aux risques de fraudes, corruption et devoirs de vigilance dans le cadre d'une formation spécifiquement dédiée (voir Section 3.7). En 2021, l'accent a été mis sur la mise en œuvre de la politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants au sein des entités. Les formations présentielles dans le domaine du droit de la concurrence se sont multipliées en 2020 et 2021. Les formations visant à prévenir le risque de fraude et de corruption auprès des personnes en charge des relations institutionnelles en France et les formations pour les *Data Privacy Managers* se sont poursuivies en 2021. Il en va de même pour la formation relative aux droits humains (voir Section 3.9.1.1).

3.8.6 Contrôles et certifications

Le suivi de la mise en œuvre de la politique en matière d'éthique et de *compliance* repose sur une procédure de conformité annuelle. Dans ce cadre, les *Ethics & Compliance Officers* produisent un rapport faisant état des travaux et progrès réalisés par leur entité en la matière. Ce rapport est remis à l'entité de rattachement. Il est accompagné d'une lettre de conformité du manager certifiant son engagement envers le dispositif éthique et *compliance* pour son organisation. Le Directeur Éthique, *Compliance & Privacy* effectue une évaluation bilatérale des activités et des risques propres à chaque entité organisationnelle rattachée à une GBU en début d'année. Le rapport annuel consolidé qui résulte de ce processus est présenté au Comex du Groupe et au CEEDD.

Cette procédure de conformité s'intègre dans une procédure de contrôle plus globale. Celle-ci repose notamment sur les campagnes annuelles du contrôle interne qui évaluent le niveau de mise en œuvre des politiques éthiques, embargos et données personnelles. Elle s'appuie également sur les contrôles des politiques qui sont intégrées dans les campagnes d'audit interne.

Le Groupe est également engagé dans des processus d'audits externes de son dispositif éthique et *compliance*. Il a obtenu en 2015 la certification de son dispositif anti-corruption délivrée par le cabinet Mazars et par l'ADIT. En 2018, ENGIE a obtenu la certification ISO 37001 (systèmes de management anticorruption) d'ETHIC'Intelligence, un organisme de certification accrédité. Cette certification a été renouvelée en 2019 et en 2020 à la suite d'audits de surveillance. En 2021, ENGIE a lancé sa 2e campagne d'audit de certification ISO 37001 avec le concours de EuroCompliance, un organisme de certification accrédité. Le Groupe a ainsi reçu sa 2e certification ISO 37001 en 2021. Tous ces audits ont été effectués au niveau du Groupe et dans plusieurs entités opérationnelles représentatives des activités du Groupe.

3.9 Plan de vigilance

Conformément à la loi 2017 399 du 27 mars 2017, cette section présente de manière synthétique les grandes lignes du plan de vigilance du Groupe. Une version développée du plan de vigilance, de son compte rendu ainsi que les détails des politiques et actions sont disponibles sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures.

Ce plan regroupe l'ensemble des mesures mises en place par ENGIE SA pour prévenir les risques liés à ses activités et celles de ses filiales contrôlées. Il vise les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi qu'envers l'environnement. L'adhésion du Groupe aux standards internationaux est le socle minimal des engagements que le Groupe entend appliquer partout où il opère.

Ces démarches ainsi que le dispositif d'alerte commun sont déjà déployées depuis plusieurs années. Pleinement adossé sur l'organisation éthique, il bénéficie d'un pilotage, d'une gouvernance et d'un suivi dédiés.

3.9.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement

Le Groupe exerce sa vigilance au moyen de politiques couvrant l'ensemble des enjeux et des procédures d'identification et d'évaluation des risques. À partir de ces procédures, des objectifs et des dispositifs de suivi et d'évaluation de leur efficacité sont mis en place.

3.9.1.1 Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains

Les risques majeurs d'impacts négatifs sur les droits humains de tout individu liés aux activités du Groupe concernent les droits fondamentaux des travailleurs. Ils visent les risques suivants : le détail des risques est accessible via https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures.

Droits fondamentaux des employés

- Conditions de santé-sécurité
- Liberté d'association
- Non-discrimination
- Lutte contre le travail forcé
- Durée du travail
- Conditions d'hébergement des travailleurs
- Vie privée

Droit des communautés locales

- Santé des populations environnantes
- Conditions de vie des populations environnantes (nourriture, eau, logement, culture, accès aux ressources…) et au droit à un environnement sain
- Relogement des populations
- Lutte contre la répression des opposants au Groupe

Sous-traitance/ fournisseurs/ partenaires

- Conditions de travail et santé et sécurité des sous-traitants
- Approvisionnement en énergie
- Traçabilité et approvisionnement des matériaux utilisés pour les produits et services du Groupe
- Pratiques des partenaires commerciaux dans les projets

Conditions de sécurité des employés et des sites

- Pratiques des forces de sécurité privées ou publiques dans l'exercice de leur mission de sécurité, et en particulier pratiques relatives à l'usage de la force
- Conditions de sécurité des employés dans les pays à risques

La politique droits humains du Groupe, en place depuis 2014 et en évolution permanente, explicite les engagements du Groupe et prévoit des processus réguliers d'identification et de gestion des risques. Toutes les entités doivent notamment évaluer annuellement leurs activités au regard de leurs impacts sur les droits humains via une grille d'autodiagnostic dédiée (voir Section 3.8.2). Elles doivent également apprécier toute nouvelle activité commerciale via une grille dédiée visant à identifier les facteurs de risques propres à l'activité envisagée.

Les risques sont évalués selon le pays, l'activité, la présence de populations vulnérables, les produits/services utilisés, ou encore le type de relations commerciales. Certains partenaires (voir Section 3.9.2) font aussi l'objet de *due diligence* éthique incluant explicitement les droits humains.

En 2021, les entités de deux régions importantes, Amérique du Sud (SOUTHAM) et Asie - Moyen-Orient - Afrique (AMEA), ainsi que GEMS et Tractebel ont été évalués comme à risque en matière de droits humains, en raison des pays concernés ou du secteur d'activité. Les risques identifiés font l'objet au niveau opérationnel de plans d'actions spécifiques décrits sur le site internet mentionné ci-dessus. Une formation présentielle sur la démarche droits humains du Groupe a été développée en 2019 et cible des opérationnels et managers directement concernés par ce sujet. Un nouveau module *e-learning* sur les droits humains pour tous les collaborateurs a également été déployé depuis plusieurs années.

Le suivi de l'application de ces processus est intégré dans le rapport de conformité éthique (indicateurs quantitatifs) et dans le système de contrôle interne (voir Section 3.8.6).

Résultats 2021	634 collaborateurs formés aux droits humains en présentiel parmi lesquels 64% de fonctions opérationnelles, dont la moitié d'entre eux provient d'entités à risque, et 21 178 collaborateurs formés en *e-learning*.
Contrôle interne (Section 2.3)	71,2% des entités du Groupe ont évalué le déploiement du plan de vigilance à leur niveau comme effectif (1). 88,3% des entités qui ont évalué le déploiement de la politique droits humains ont considéré que le déploiement est effectif (1).
Rapport de conformité éthique	95% : Couverture de la fiche annuelle des risques droits humains. 100% : Nombre de *due diligence* (avec risque droits humains) sur les partenaires dans le cadre des comités d'investissement du Groupe.

(1) Niveau 4 maximal selon le référentiel de contrôle interne

3.9.1.2 Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité et à la sûreté des personnes

La cartographie des risques santé-sécurité des personnes intègre d'une part les risques d'atteinte à la santé-sécurité des personnes travaillant pour le Groupe, employés, intérimaires et sous-traitants, et d'autre part les risques liés aux installations industrielles du Groupe ou à celles que le Groupe maintient et/ou exploite pour le compte de clients, pouvant générer des risques pour les personnes travaillant pour le Groupe ou pour les riverains de ces installations industrielles.

Concernant les accidents graves et mortels, l'objectif du Groupe vise dans un ordre de priorité décroissante d'abord à éliminer l'exposition des personnes aux risques, puis à mettre en place des mesures de prévention collectives puis individuelles. Le dispositif de prévention mis en place par le Groupe comprend les mesures suivantes :

- respect par tous et en toutes circonstances des Règles Qui Sauvent ;
- identification et traitement des "HiPo", événements et situations à haut potentiel de gravité, précurseurs d'accidents graves ;
- arrêt des activités si les conditions de sécurité ne sont pas remplies (démarche "*Stop the work*") ;
- vigilance partagée consistant à veiller également à la sécurité des autres personnes ;
- analyse des risques de dernière minute à réaliser juste avant le début des activités pour prendre en compte les éventuelles modifications de l'environnement de travail (démarche "la minute qui sauve").

Par ailleurs, un plan d'actions spécialement destiné à prévenir les accidents graves et mortels liés à l'électricité a été déployé dans toutes les entités du Groupe. Les autres dispositions visant à prévenir les accidents graves et mortels sont décrites à la Section 3.4.8.2.4 "Maîtrise des risques santé-sécurité au travail".

Ces différentes dispositions doivent être mises en œuvre par les salariés du Groupe mais également par les salariés des entreprises sous-traitantes travaillant pour le compte du Groupe.

Le suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité est réalisé au travers de visites de sécurité et d'inspections réalisées par le management, d'audits internes ou de *peer reviews* (revues entre pairs).

Au-delà de ces actions spécifiques destinées à prévenir les accidents graves et mortels, le Groupe a procédé au lancement de son nouveau plan d'action santé-sécurité pour la période 2021-2025 structuré suivant trois axes :

- *No Life at Risk* (prévention des risques directement liés à la réalisation des activités) ;
- *No Mind at Risk* (prévention des risques liés au contexte d'exécution des activités) ;
- *No Asset at Risk* (prévention des risques liés aux process industriels).

Suite aux accidents mortels que le Groupe a connu en 2021, plusieurs actions spécifiques ont été mises en place :

- organisation d'un "*safety stand down*" avec l'ensemble des équipes pour échanger sur la sécurité au travail ;
- revues approfondies de la santé-sécurité sur certains sites de construction jugés à risque particulier ;
- renforcement des normes de sécurité, d'assurance qualité et de contrôle qualité ;
- évaluation par un prestataire spécialisé de la maturité et de l'organisation santé-sécurité du Groupe, qui permettra d'identifier les actions d'amélioration à mettre en place.

En matière de qualité de vie au travail, le Groupe a défini et diffusé ses "neuf engagements pour la qualité de vie au travail" à destination de ses collaborateurs.

Concernant la prévention de la Covid-19, les *guidelines* Groupe, générales et thématiques, ont été mises en œuvre dans l'ensemble des entités, accompagnées par une communication dédiée. La synthèse des dispositions mises en œuvre contre la Covid-19 est disponible à la Section 3.4.8.2.2 "Maîtrise des risques induits par la pandémie de la Covid-19".

Les autres dispositions destinées à assurer la santé-sécurité des personnes travaillant pour le Groupe sont présentées en Section 2.2.7.5 "Santé et sécurité au travail" ainsi qu'en Section 3.4.8 "Politique de santé-sécurité". Le détail des mesures est précisé sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/engagements/global-care.

Les dispositions mises en place par le Groupe permettant d'assurer la sûreté des personnes sont décrites en Section 2.2.7.4.

3.9.1.3 Prévenir et gérer les risques liés à l'environnement et au sociétal

D'un point de vue environnemental, le risque majeur pour le Groupe est le risque climatique, suivi des risques biodiversité, eau et pollution. Ces risques environnementaux globaux et locaux sont étudiés annuellement, au niveau du Groupe et au niveau local, afin d'établir une liste de sites "à risque". D'un point de vue sociétal, les risques analysés sont : l'impact des activités sur les communautés locales et leurs conséquences sociales.

La politique RSE du Groupe oriente la démarche de vigilance en matière environnementale et sociétale (voir Section 3.1.1). Les risques environnementaux et sociétaux sont analysés périodiquement à tous les niveaux de l'entreprise. Cette politique est déclinée au niveau de chaque GBU, filiale et site. Sa mise en œuvre est suivie au travers d'objectifs et de plans d'actions revus chaque année. Ce processus de revue permet de s'assurer de la bonne application de nos obligations en matière de vigilance environnementale et sociétale.

La politique environnementale intègre pleinement cette analyse de risque. La maîtrise de ses émissions de CO_2 est un enjeu majeur pour le Groupe, qui l'a conduit à mettre en place un plan d'action spécifique. Ce plan est complété par des objectifs extra-financiers et des engagements internationaux

tels que SBTi faisant l'objet d'un *reporting* détaillé dans le rapport intégré. La politique environnementale vise également à mettre en place des plans d'action pour éviter, réduire et, si besoin, compenser les impacts environnementaux des activités du Groupe.

La politique sociétale est centrée sur le *"stakeholders engagement"*. Sa mise en œuvre comprend une boite à outils, des programmes de formation et un centre d'expertise.

Par ailleurs, depuis 2021, le Groupe prend en compte neuf critères RSE pour ses grands projets d'investissement évalués par des analyses de risques et d'opportunités. Ces critères portent notamment sur les points suivants : la réduction des émissions GES, l'adaptation au changement climatique, la biodiversité, l'eau, la pollution, l'économie circulaire, l'éthique, la santé-sécurité, la concertation avec les parties prenantes, les achats durables. Ces critères sont détaillés sur le site internet https://www.engie.com/analystes-rse/gouvernance/devoir-de-vigilance-des-risques-environnementaux-et-societaux.

3.9.1.4 Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie

Les risques liés à l'approvisionnement en énergie du Groupe (biomasse, gaz, GNL, etc.), ont été identifiés comme un enjeu spécifique de vigilance pour le Groupe. Moyennant le respect des règles de *reporting* et de gouvernance du groupe, ils sont gérés directement par les entités responsables de ces achats qui identifient les risques spécifiques à chacune de ses activités par source d'énergie, et au niveau des pays et des fournisseurs d'énergie. Si nécessaire, des mesures d'atténuation sont incluses dans les contrats avec les fournisseurs concernés.

Une stratégie RSE a été formalisée pour répondre à ces enjeux, avec des plans d'actions spécifiques par source d'énergie.

La structure de gouvernance a été renforcée pour assurer que le devoir de vigilance soit inclus dans les processus de décision. L'approche d'évaluation des risques de la chaîne d'approvisionnement a été systématisée, sur la base de l'approche 3P *(People, Planet and Profit)*.

3.9.1.5 Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie

Le système de management des Achats du Groupe vise à encadrer et à réduire les risques liés aux achats. Il comprend :

- une Charte Achats qui précise les engagements et les exigences d'ENGIE vis-à-vis de ses fournisseurs ;
- une gouvernance achats qui en décrit les modalités de mise en œuvre à travers 12 règles clés. À ces règles s'ajoute, pour chaque entité, l'obligation de mener une analyse des risques éthiques. Cette analyse tient compte des métiers, des catégories et montants d'achat, des organisations et des projets. Elle encourage la rotation des acteurs de la fonction achats engagés dans la relation fournisseur ;
- des processus opérationnels traitant de la gestion des catégories d'achats, des panels fournisseurs et des étapes de l'achat et de l'approvisionnement ;
- un code de conduite de la relation avec les fournisseurs révisé en 2021 pour assurer la mise en œuvre des principes à travers la chaîne d'approvisionnement.

Les processus achats sont mis en œuvre à travers les étapes clés suivantes :

- l'évaluation des nouveaux fournisseurs préférentiels (niveau Groupe) et majeurs (niveau entité) ;
- l'analyse des risques et opportunités par catégories achats et par pays, réalisée à partir d'une matrice de risque élaborée en partenariat avec EcoVadis. Trois catégories d'achats sont considérées à hauts risques : ingénierie/installation clé en main, produits chimiques et batteries ;
- la mise en place de plan de gestion associé prenant en compte les critères de qualification des fournisseurs. Ces plans peuvent prévoir par exemple des audits, des dispositions contractuelles particulières pour limiter le risque, une clause éthique, etc. Un plan de réduction des risques est systématiquement mis en place pour les fournisseurs ayant une note EcoVadis inférieure à 45/100 ;
- la mesure de la performance délivrée par les fournisseurs et les plans d'amélioration associés ;
- la mise en place, en 2021, d'un plan d'action spécifique de vigilance approfondie pour identifier et gérer les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine. Les principales mesures d'identification et de gestion de ces risques sont présentées dans la Section 2.2.6.4.

La bonne mise en œuvre de ces processus est, quant à elle, vérifiée via le programme de contrôle interne INCOME (voir Section 2.3). Avec 28 contrôles différents, le référentiel INCOME PRO couvre l'ensemble des processus achats.

Enfin, le système de management des Achats est animé à travers un plan de formation continue de l'ensemble de la filière Achats. Des sessions présentielles et en vidéoconférence sont complétées par des modules en ligne via Ulearn, l'intranet de formation du Groupe. En 2021, environ 500 acheteurs ont suivi la formation "Éthique et relation fournisseurs" lors de sessions présentielles et en vidéoconférence. Trois modules de formations Ulearn étaient obligatoires pour l'ensemble de la fonction achat : Fraude et Corruption, tolérance zéro ; notre Groupe, notre Éthique et Droit de la concurrence.

3.9.2 Évaluation des tiers

En 2021, 100 % des partenaires des projets d'investissement Groupe ont fait l'objet de *due diligence* incluant une étude systématique sur les sujets "vigilance".

Par ailleurs, l'évaluation des nouveaux fournisseurs préférentiels et majeurs du Groupe via la *due diligence* est systématique (effectuée par les *Category Managers* et les *Chief Procurement Officers*) avant la contractualisation. Cette règle a été mise progressivement en place depuis 2019 sur notre panel de 1 600 fournisseurs récurrents. A ce jour, 995 ont fait l'objet d'une évaluation éthique par notre partenaire EcoVadis dont 591 en 2021 pour des nouveaux fournisseurs ou dans le cadre d'une réévaluation. Un plan d'action est mis en œuvre pour que l'ensemble du panel soit évalué.

De manière directe ou indirecte, 100% des *Ethics Officers* disposent d'un accès à un outil spécialisé dans les *due diligence*. À titre d'exemple, plus de 5 000 recherches de due diligence de premier niveau ont été effectuées par la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* en 2021 via nos outils de *due diligence*.

3.9.3 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements

Le mécanisme d'alerte est ouvert à tous les collaborateurs, permanents ou temporaires, et à toutes ses parties prenantes externes depuis janvier 2019. Un prestataire externe transmet le signalement anonyme à ENGIE pour son traitement (voir Section 3.8.4). En 2021, 187 alertes ont été reçues via le dispositif, dont 46 relèvent de sujets liés au devoir de vigilance. Le détail des alertes est présenté sur le site internet https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures. Elles concernent en synthèse :

Allégations d'harcèlement moral et sexuel	Relations interindividuelles entre les collaborateurs	Allégations de discrimination	Questions liées à l'environnement et au droit des communautés
29	9	7	1

Les allégations de discrimination et de harcèlement ont toutes été traitées en 2021 et des plans d'actions ainsi que des sanctions disciplinaires sont systématiquement pris lorsque les faits sont avérés.

3.9.4 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan

3.9.4.1 Un pilotage et suivi au plus haut niveau de l'entreprise

Le Groupe a mis en place un suivi et une coordination globale au plus haut niveau de l'entreprise pour répondre de manière effective aux objectifs de la loi. Le plan a été validé par le Comex du Groupe qui a confié à la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* (DECP) son pilotage, sous la responsabilité de la Secrétaire Générale. Un compte rendu de sa mise en œuvre effective du plan est présenté annuellement au CEEDD.

Un comité spécifique se charge de la mise en œuvre opérationnelle du plan. Il a pour mission de s'assurer de la diffusion du plan et de la facilité de la remontée d'informations. Les membres sont :

Département	DECP	RSE	Direction des Achats Groupe	*Global Care*	Contrôle interne	Risque
Régions	SOUTHAM	NORTHAM	France	Europe	AMEA	EQUANS

De plus, chaque entité doit s'assurer pour son périmètre du déploiement effectif du plan de vigilance. Le suivi de ces actions par les entités est intégré dans le rapport de conformité éthique annuel (voir Section 3.8.6).

3.9.4.2 L'association avec les parties prenantes

Le plan et les avancées de sa mise en œuvre sont présentés et discutés régulièrement avec les institutions représentatives du personnel. Cela a été mis en œuvre via les comités existants au niveau du Groupe, comme le Comité d'Entreprise Européen, le CEEDD et le Conseil d'Administration. Au niveau des entités, il leur est aussi demandé de présenter le plan de vigilance à leurs organisations représentatives du personnel.

En outre, depuis 2021, les risques sociétaux sont cartographiés au niveau des activités industrielles, des services et des projets en démantèlement au travers d'une démarche de dialogue avec les parties prenantes déployée dans les entités du Groupe. Cette démarche en six étapes (voir Section 3.6.1) permet la construction de plans d'actions sur mesure et leur suivi. Le détail de la méthodologie est précisé sur le site internet https://www.engie.com/analystes-rse/gouvernance/devoir-de-vigilance-des-risques-environnementaux-et-societaux.

3.9.5 Table de concordance devoir de vigilance

Catégories de risques visés par le Plan de Vigilance	Emplacement dans le DEU	Page
Les risques liés aux droits humains	Section 3.8.1 "Gouvernance éthique et *compliance*"	118
Les risques liés à la santé-sécurité et à la sûreté des personnes	Section 3.4.8.2 "Le dispositif de management santé-sécurité"	101
Les risques liés à l'environnement et au sociétal	Section 3.1.1 "Politique et gouvernance RSE"	70
Les risques liés à aux achats hors énergie	Section 3.7 "Achats, sous-traitance et fournisseurs"	115
Les quatre risques ci-dessus	Section 2.2 "Facteurs de risque"	41

Le détail des catégories de risques mentionnées ci-dessus est disponible sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures.

3.10 Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière

Exercice clos le 31 décembre 2021

Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière

A l'Assemblée Générale,

En notre qualité d'organisme tiers indépendant ("tierce partie"), accrédité par le COFRAC (Accréditation COFRAC Inspection, n°3-1681, portée disponible sur www.cofrac.fr) et membre du réseau de l'un des Commissaires aux comptes de votre société (ci-après "entité"), nous avons mené des travaux visant à formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur la conformité de la déclaration consolidée de performance extra-financière, pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (ci-après la "Déclaration") aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du Code de commerce et sur la sincérité des informations historiques (constatées ou extrapolées) fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du Code de commerce (ci-après les "Informations") préparées selon les procédures de l'entité (ci-après le "Référentiel"), présentées dans le rapport de gestion en application des dispositions des articles L. 225-102-1, R. 225-105 et R. 225-105-1 du Code de commerce.

Conclusion

Sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre, telles que décrites dans la partie "Nature et étendue des travaux", et des éléments que nous avons collectés, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que la déclaration consolidée de performance extra-financière est conforme aux dispositions réglementaires applicables et que les Informations, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Préparation de la déclaration de performance extra-financière

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont présentés dans la Déclaration.

Responsabilité de l'entité

Il appartient au Conseil d'Administration :

- de sélectionner ou d'établir des critères appropriés pour la préparation des Informations ;
- d'établir une Déclaration conforme aux dispositions légales et réglementaires, incluant une présentation du modèle d'affaires, une description des principaux risques extra-financiers, une présentation des politiques appliquées au regard de ces risques ainsi que les résultats de ces politiques, incluant des indicateurs clés de performance et par ailleurs les informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte);
- ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'il estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

La Déclaration a été établie en appliquant le Référentiel de l'entité tel que mentionné ci-avant.

Responsabilité de l'organisme tiers indépendant

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, de formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur :

- la conformité de la Déclaration aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du Code de commerce ;
- la sincérité des informations historiques (constatées ou extrapolées) fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du Code de commerce, à savoir les résultats des politiques, incluant des indicateurs clés de performance, et les actions, relatifs aux principaux risques.

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Il ne nous appartient pas de nous prononcer sur :

- le respect par l'entité des autres dispositions légales et réglementaires applicables (notamment en matière d'informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte), de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale) ;
- la sincérité des informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte) ;
- la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

Dispositions réglementaires et doctrine professionnelle applicable

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément aux dispositions des articles A. 225-1 et suivants du Code de commerce, à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention tenant lieu de programme de vérification et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée)[1].

(1) ISAE 3000 (révisée) - Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 822-11 du Code de commerce et le Code de déontologie de la profession. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences de douze personnes et se sont déroulés entre septembre 2021 et mars 2022 sur une durée totale d'intervention de trente semaines.

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos spécialistes en matière de développement durable et de responsabilité sociétale. Nous avons mené une dizaine d'entretiens avec les personnes responsables de la préparation de la Déclaration, représentant notamment les ressources humaines, la santé et sécurité et l'environnement.

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

Nous estimons que les procédures que nous avons menées en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée :

- nous avons pris connaissance de l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation et de l'exposé des principaux risques ;
- nous avons apprécié le caractère approprié du Référentiel au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa fiabilité, sa neutralité et son caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- nous avons vérifié que la Déclaration couvre chaque catégorie d'information prévue au III de l'article L. 225-102-1 en matière sociale et environnementale ainsi que de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ;
- nous avons vérifié que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R. 225-105 lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques et comprend, le cas échéant, une explication des raisons justifiant l'absence des informations requises par le 2e alinéa du III de l'article L. 225-102-1 ;
- nous avons vérifié que la Déclaration présente le modèle d'affaires et une description des principaux risques liés à l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par ses relations d'affaires, ses produits ou ses services ainsi que les politiques, les actions et les résultats, incluant des indicateurs clés de performance afférents aux principaux risques ;
- nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour :
  - apprécier le processus de sélection et de validation des principaux risques ainsi que la cohérence des résultats, incluant les indicateurs clés de performance retenus, au regard des principaux risques et politiques présentés, et
  - corroborer les informations qualitatives (actions et résultats) que nous avons considérées les plus importantes[1]. Pour certains risques ("Contribution au changement climatique", "Impact du changement climatique", "Biodiversité", "Diversité", "Corruption"), nos travaux ont été réalisés au niveau de l'entité consolidante, pour les autres risques, des travaux ont été menés au niveau de l'entité consolidante et dans une sélection d'entités ;
- nous avons vérifié que la Déclaration couvre le périmètre consolidé, à savoir l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation conformément à l'article L. 233-16 ;
- nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'entité et avons apprécié le processus de collecte visant à l'exhaustivité et à la sincérité des Informations ;
- pour les indicateurs clés de performance et les autres résultats quantitatifs que nous avons considérés les plus importants [2], nous avons mis en œuvre :
  - des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions ;
  - des tests de détail sur la base de sondages ou d'autres moyens de sélection, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher

(1) **Informations sociales :** *Les résultats de la politique de diversité du groupe et en faveur de l'emploi des jeunes*

Informations environnementales *: Le changement climatique (les postes significatifs d'émissions du fait de l'activité, les objectifs de réduction, mesures d'adaptation), la gestion de l'eau et des sites en situation de stress hydrique, la protection de la biodiversité*

Informations sociétales : *Les actions engagées pour prévenir la corruption*

(2) **Informations sociales :** *Effectif total, Effectif total - répartition par CSP, Proportion de femmes dans l'effectif, Proportion de femmes dans l'encadrement, Effectif total - répartition par type de contrat, Proportion d'alternants dans l'effectif, Effectif moyen mensuel, Effectif moyen en ETP, Proportion de salariés handicapés, Nombre d'embauches en CDI, Nombre d'embauches en CDD, Nombre d'entrées pour motif divers, Nombre de démissions, Nombre de licenciements dont ruptures conventionnelles, Nombre de départs en retraite ou préretraite, Nombre de divers sorties, Nombre de fins de CDD, Turnover, Turnover volontaire, Nombre de mobilités entre BU, Nombre de mobilités au sein d'une même BU, Nombre d'heures travaillées, Taux de collaborateurs formé, Nombre total d'heures de formation dont e-learning, Masse salariale – répartition par CSP, Taux de femmes cadres dirigeants*

Informations santé sécurité : *Nombre d'accidents mortels (collaborateurs), Nombre d'accidents de travail avec au moins un jour d'arrêt (collaborateurs), Nombre d'heures travaillées (collaborateurs), Taux de fréquence (collaborateurs), Taux de gravité selon le référentiel français (collaborateurs), Taux de gravité selon le référentiel OIT (collaborateurs), Nombre d'accidents de travail avec au moins un jour d'arrêt (intérimaires et sous-traitants en sites fermés), Nombre d'heures travaillées (intérimaires et sous-traitants en sites fermés), Taux de fréquence globale (collaborateurs et sous-traitants en sites fermés)*

Informations environnementales : *Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS, Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification ISO14001 (non EMAS), Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique), Renouvelable – Électricité et chaleur produites, Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation), Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation), Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz), Part des capacités électriques renouvelables, Émissions totales directes de GES scope 1, Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de "Scope 2"), Intensité carbone de la production d'énergie, Emissions de GES (scopes 1 et 3) liées à la production d'énergie, Eau douce (Prélèvement total et Rejet total), Eau non douce (Prélèvement total et Rejet total), Consommation d'eau totale (eau douce et non douce), Ratio de prélèvement d'eau douce par MWh de production d'énergie, Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues), Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Émissions de NOx, Émissions de SO2, Émissions de poussières*

les données des pièces justificatives. Ces travaux ont été menés auprès d'une sélection d'entités contributrices [1] et couvrent entre 3% et 73% des données consolidées sélectionnées pour ces tests (40% des effectifs, 48 % des accidents du travail collaborateurs, 30% des heures travaillées, et entre 3% et 73% des données environnementales) ;

- nous avons apprécié la cohérence d'ensemble de la Déclaration par rapport à notre connaissance de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation.

Les procédures mises en œuvre dans le cadre d'une mission d'assurance modérée sont moins étendues que celles requises pour une mission d'assurance raisonnable effectuée selon la doctrine professionnelle ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022

L'organisme tiers indépendant

EY & Associés

Alexis Gazzo

Associé, Développement Durable

(1) **Informations environnementales :** *Compagnie Nationale du Rhône (CNR), CN'AIR, Installations Cofely du Territoire Ouest-Nord, Filiales d'ENGIE de production et distribution d'énergie - Territoire Ouest-Nord, Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU), centrales de Valaxion, DK6 (Dunkerque), EEMS, Maxima, Rosignano, SPEM (Montoir), Vilvoorde, Tihange, Dinorwig, ENGIE Servizi, centrales de Termoélectrica Andina, Termica Red Dragon, Tocopilla (unité 16) et Inversiones Hornitos (ENGIE Energia Chile), centrales de Itá Energética, Ferrari et Salto Santiago (ENGIE Brasil Energia), centrale de Pelican Point, GRTgaz, site de stockage de Chémery, Bioz*

Informations sociales :

Audits réalisés au niveau des paliers de consolidation intermédiaires : Allemagne, Italie, Roumanie, Asie, Australie, Moyen-Orient, Amérique Latine, Tractebel

Audits réalisés au niveau des entités : INEO, ENGIE Services Chile, Cofely Services (Belgique), MCI, ENGIE Servizi, ENGIE Insight Services, Cofely Besix FM LLC (Emirats Arabes Unis), Munich Building Technologies Topco GmbH, Tractebel Engineering Pvt Ltd (Inde), GRDF, Electrabel – Nuke, Electrabel M&S Belgium, DGP, DCP, ENGIE Home Services

Informations santé sécurité :

Audits réalisés au niveau des paliers de consolidation intermédiaires : Energy Solutions

Audits réalisés au niveau des entités : ENGIE Soluções, ENGIE Services Chile, GRDF, Electrabel – Nuke, ENGIE Home Services, GRT

3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales

Exercice clos le 31 décembre 2021

A la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de Commissaires aux Comptes de la société ENGIE (ci-après "entité"), nous avons effectué un examen visant à nous permettre d'exprimer une assurance raisonnable sur les informations environnementales et sociales sélectionnées par ENGIE et identifiées par le signe □□ aux paragraphes 3.4 et 3.5 du Document d'enregistrement universel (ci-après "les Informations [(1)]") établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Conclusion

A notre avis, les Informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe □□ aux paragraphes 3.4 et 3.5 du Document d'enregistrement universel ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux référentiels utilisés par l'entité (ci-après les "Référentiels").

Préparation des Informations

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant aux Référentiels dont un résumé figure dans le document d'enregistrement universel dans la partie "Eléments méthodologiques" et "Note de méthodologie des indicateurs sociaux", disponibles sur demande au siège de l'entité auprès de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

Limites inhérentes à la préparation des Informations

Les Informations peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données externes utilisées. Certaines informations sont sensibles aux choix méthodologiques, hypothèses et/ou estimations retenues pour leur établissement et présentées au sein du Chapitre 3 du rapport de gestion groupe.

Responsabilité de l'entité

Ces Informations ont été préparées sous la responsabilité de la Direction générale d'ENGIE, conformément aux Référentiels pour le reporting des données sociales et environnementales, dont un résumé figure dans le document d'enregistrement universel dans la partie "Eléments méthodologiques" et "Note de méthodologie des indicateurs sociaux", disponibles sur demande au siège de l'entité auprès de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

Responsabilité des Commissaires aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'exprimer une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les Informations ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs conformément aux Référentiels. Les conclusions formulées ci-après portent sur ces seules Informations et non sur l'ensemble des paragraphes 3.4 et 3.5 du Document d'enregistrement universel.

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Dispositions réglementaires et doctrine professionnelle applicable

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée).

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le Code de déontologie de la profession ainsi que les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 du Code de commerce. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, des normes d'exercice professionnel et des textes légaux et réglementaires applicables.

(1) **Informations sociales et santé sécurité :** *Effectif total ; Effectif total - répartition par CSP ; Effectif total - Répartition par type de contrat ; Proportion de femmes dans l'effectif ; Proportion de femmes dans l'encadrement ; Taux de collaborateurs formé ; Nombre d'heures travaillées ; Nombre d'accidents de travail au sein du personnel avec au moins un jour d'arrêt, Taux de fréquence des accidents du travail au sein du personnel*

Informations environnementales : *Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) ; Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) ; Efficacité énergétique des centrales à combustible fossiles (inclus biomasse/biogaz) ; Renouvelable - Puissance nette installée (électrique et thermique) ; Renouvelable – Électricité et chaleur produites ; Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ; Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ; Émissions totales directes de GES - Scope 1 ; Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de "Scope 2"); Intensité carbone de la production d'énergie*

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

- Nous avons apprécié le caractère approprié des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- Nous avons vérifié la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations ;
- Nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens auprès des personnes concernées de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe afin d'analyser le déploiement et l'application des Référentiels ;
- Nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les Informations et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des Informations ;
- Nous avons testé les Informations au niveau d'un échantillon d'entités représentatives que nous avons sélectionnées [(1)] en fonction de leur activité, de leur contribution aux Informations consolidées, de leur implantation et d'une analyse de risque. Nous avons mené des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures, et mis en œuvre des tests de détail approfondis sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives. L'échantillon ainsi sélectionné représente entre 23% et 50% des indicateurs clés de performance et résultats sélectionnés pour ces tests.

Nous estimons que les méthodes d'échantillonnage et tailles d'échantillons que nous avons retenues en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance raisonnable. Du fait du recours à l'utilisation de techniques d'échantillonnages ainsi que des autres limites inhérentes au fonctionnement de tout système d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative sur les Informations ne peut être totalement éliminé.

Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les Informations.

Paris-La Défense le 4 mars 2022

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Patrick E. Suissa	Nadia Laadouli	Charles-Emmanuel Chosson	Guillaume Rouger
Associé	Associé	Associé	Associé

(1) **Informations environnementales :** *Compagnie Nationale du Rhône (CNR), CN'AIR, Installations Cofely du Territoire Ouest-Nord, Filiales d'ENGIE de production et distribution d'énergie - Territoire Ouest-Nord, Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU), centrales de Valaxion, DK6 (Dunkerque), EEMS, Maxima, Rosignano, SPEM (Montoir), Vilvoorde, Tihange, Dinorwig, ENGIE Servizi, centrales de Termoélectrica Andina, Termica Red Dragon, Tocopilla (unité 16) et Inversiones Hornitos (ENGIE Energia Chile), centrales de Itá Energética, Ferrari et Salto Santiago (ENGIE Brasil Energia), centrale de Pelican Point, GRTgaz, site de stockage de Chémery, Bioz*

Informations sociales :

Audits réalisés au niveau des paliers de consolidation intermédiaires : Allemagne, Italie, Roumanie, Asie, Australie, Moyen-Orient, Amérique Latine, Tractebel

Audits réalisés au niveau des entités : INEO, ENGIE Services Chile, Cofely Services (Belgique), MCI, ENGIE Servizi, ENGIE Insight Services, Cofely Besix FM LLC (Emirats Arabes Unis), Munich Building Technologies Topco GmbH, Tractebel Engineering Pvt Ltd (Inde), GRDF, Electrabel – Nuke, Electrabel M&S Belgium, DGP, DCP, ENGIE Home Services

Informations santé sécurité :

Audits réalisés au niveau des paliers de consolidation intermédiaires : Energy Solutions

Audits réalisés au niveau des entités : ENGIE Soluções, ENGIE Services Chile, GRDF, Electrabel – Nuke, ENGIE Home Services, GRTgaz

4

5

4.1 Organes d'administration 130

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration 130

4.1.2 Fonctionnement du Conseil d'Administration 150

4.2 Dialogue actionnarial 159

4.2.1 Dialogue du Président 159

4.2.2 Assemblée Générale du 21 avril 2022 – Composition du Conseil d'Administration 159

4.3 Direction Générale 160

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction 161

4.4.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux 161

4.4.2 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) 172

4.4.3 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance 173

4.4.4 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur 175

4.4.5 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2021 par ENGIE et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des actions ENGIE, aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés 177

4.4.6 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2021 177

4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 178

4.5.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales 178

4.5.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées 178

4.5.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction 178

4.5.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations 179

4.5.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales 181

4.5.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE 182

4.5.7 Mandats des Commissaires aux comptes 182

4.6 Code de gouvernement d'entreprise 182

4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 183

Les informations présentées dans ce chapitre forment le rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise établi conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 dernier alinéa du Code de commerce. Ce rapport a été préparé sur la base des délibérations du Conseil d'Administration. Il a été présenté aux comités du Conseil pour les parties relevant de leurs domaines d'activité et approuvé par le Conseil dans sa séance du 14 février 2022.

Il rend compte notamment de la composition du Conseil d'Administration, des conditions de préparation et d'organisation de ses travaux et des limitations apportées par le Conseil d'Administration aux pouvoirs de la Direction Générale. Il comprend également la politique de diversité au sein du Conseil. Ce rapport rappelle, à la Section 4.4 "Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction", les dispositions applicables, les principes et les règles arrêtés pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux. Les évolutions de la composition du Conseil d'Administration proposées à l'Assemblée Générale du 21 avril 2022 sont précisées à la Section 4.2.2.

4.1 Organes d'administration

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration

Selon les termes de l'article 13 des statuts de la Société et conformément aux dispositions des articles L. 225-17, L. 22-10-5 et L. 22-10-6 du Code de commerce, le Conseil d'Administration d'ENGIE est composé de 22 membres au plus dont trois Administrateurs représentant les salariés et un Administrateur représentant les salariés actionnaires.

La durée du mandat des Administrateurs est de quatre ans. Les mandats des Administrateurs viennent à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale réunie dans l'année au cours de laquelle expire le mandat, pour statuer sur les comptes de l'exercice écoulé.

L'Assemblée Générale du 20 mai 2021 a élu, en qualité d'Administratrices, Catherine MacGregor et Jacinthe Delage.

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 14 membres dont :

- sept Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes ;
- deux Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État français, en vertu de l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014, compte tenu de la participation de l'État français au capital ;
- une Administratrice représentante de l'État, nommée par arrêté, en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;
- trois Administrateurs élus représentant les salariés conformément aux dispositions des articles L. 22-10-6 et suivants du Code de commerce ; et
- une Administratrice représentant les salariés actionnaires conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-5 du Code de commerce, élue par l'Assemblée Générale des actionnaires.

Le Conseil d'Administration comprend six Administrateurs indépendants (voir Sections 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice", et 4.1.1.5 "Indépendance des Administrateurs en exercice"). Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 60%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

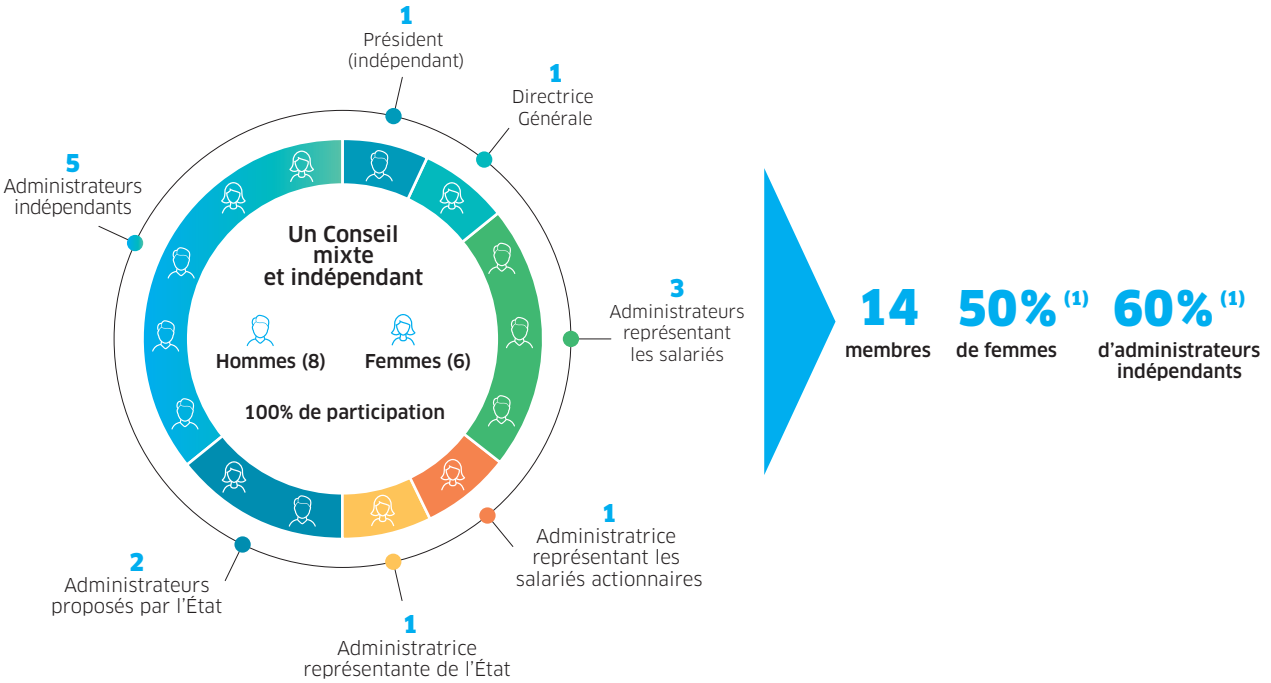
Lorsqu'un ou plusieurs sièges d'Administrateurs viennent à être vacants, et après s'être interrogé sur la taille du Conseil d'Administration, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (ci-après, le CNRG) définit, avec l'appui du Président du Conseil d'Administration, le profil recherché en ayant égard notamment à la politique de diversité (voir Section 4.1.1.7 "Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration") et en particulier à l'adéquation de la composition du Conseil par rapport aux activités du Groupe, à ses enjeux et ses orientations stratégiques.

Sur la base de ce profil, le Président du CNRG, avec l'appui du Président du Conseil, supervise le processus de recherche et de sélection des nouveaux Administrateurs indépendants, le cas échéant avec l'assistance d'un ou plusieurs cabinets de recrutement. Une *"long list"* puis une *"short list"* de candidats sont établies.

Des auditions de candidats interviennent en fin de processus en vue d'une recommandation au Conseil. Lors de ces entretiens, le CNRG s'assure notamment de l'indépendance, de la disponibilité et de la motivation du candidat pressenti et de son adhésion aux valeurs du Groupe.

Le remplacement des Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale dont le poste est devenu vacant en cours de mandat pour cause de décès ou de démission est soumis aux dispositions légales et réglementaires en vigueur, étant précisé que ces dispositions ne sont toutefois pas applicables en cas de vacances, pour quelque cause que ce soit, d'un siège d'Administrateur élu par les salariés et du siège de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

À la date du présent rapport, les principales caractéristiques de la composition du Conseil d'Administration sont les suivantes :



(1) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes et de la proportion d'indépendants au sein des Conseils d'Administration, conformément aux règles applicables du Code de commerce et du Code Afep-Medef, la loi prévoit que le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé

Changements intervenus dans la composition du Conseil d'Administration et des comités au cours de l'exercice

	Départ	Nomination	Renouvellement
Conseil d'Administration	Isabelle Bui (19/05/2021) Christophe Aubert (20/05/2021)	Stéphanie Besnier (19/05/2021) Jacinthe Delage (20/05/2021) Catherine MacGregor (20/05/2021)	-
Comité d'Audit	Isabelle Bui (19/05/2021) Christophe Aubert (20/05/2021)	Stéphanie Besnier (20/05/2021) Christophe Agogué (29/07/2021)	-
CSIT (1)	Isabelle Bui (19/05/2021)	Stéphanie Besnier (20/05/2021)	-
CNRG (2)	Isabelle Bui (19/05/2021)	Stéphanie Besnier (20/05/2021)	-
CEEDD (3)	Christophe Agogué (29/07/2021)	Jacinthe Delage (29/07/2021)	-

(1) Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
(2) Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance
(3) Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

4.1.1.1 Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-17 du Code de commerce qui instaure un principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'Administration, le Conseil d'Administration d'ENGIE comprend six femmes Administratrices sur 14.

Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des Conseils d'Administration, la loi prévoit que les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas pris en compte.

Ainsi, le Conseil d'Administration d'ENGIE comprenant trois Administrateurs représentant les salariés et une Administratrice représentant les salariés actionnaires, l'appréciation est faite sur une base de 10 Administrateurs dont cinq sont des femmes, soit 50% de femmes.

ENGIE veille également à la diversité et l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 14 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, britannique, canadienne et française). Il est renvoyé à la Section 4.1.1.7 sur la politique de diversité au sein du Conseil d'Administration.

Présentation synthétique du Conseil d'Administration

Prénom, nom, sexe [1] et âge		Nationalité	Nombre d'actions ENGIE détenues [2]	Nb de mandats dans d'autres sociétés cotées (hors ENGIE)	Adminis-trateur indé-pendant	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au Conseil [3]	Participation à des comités du Conseil [4]
Jean-Pierre Clamadieu H, 63 ans			50 000	2	✓	18/05/2018	2022	3	Pdt du CSIT CNRG [5]
Catherine MacGregor F, 49 ans			30 000	0	✗	20/05/2021	2025	0	CNRG [5] CSIT [5] CEEDD [5]
Fabrice Brégier H, 60 ans			500	1	✓	03/05/2016	2024	5	CNRG
Françoise Malrieu F, 76 ans			3 000	0	✓	02/05/2011	2023	10	Pdte du CNRG Comité d'Audit CEEDD
Ross McInnes H, 67 ans			500	2	✓	18/05/2018	2022	3	Pdt du CEEDD CSIT Comité d'Audit
Marie-José Nadeau F, 68 ans			1 000	0	✓	28/04/2015	2023	6	Pdte du Comité d'Audit CSIT
Lord Peter Ricketts of Shortlands H, 69 ans			750	0	✓	03/05/2016 [6]	2024	5	CNRG
Stéphanie Besnier F, 44 ans			0	2	✗	19/05/2021	2025	0	Comité d'Audit CSIT CNRG
Patrice Durand H, 68 ans			1 500	0	✗	14/12/2016	2023	5	CSIT
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière F, 53 ans			500	1	✗	28/04/2015	2023	6	CEEDD
Christophe Agogué H, 60 ans			125	0	NA [7]	18/05/2018	2022	3	Comité d'Audit
Alain Beullier H, 57 ans			51	0	NA [7]	21/01/2009	2022	13	CNRG
Philippe Lepage H, 57 ans			287	0	NA [7]	28/04/2014	2022	7	CSIT
Jacinthe Delage F, 45 ans			725	0	NA [7]	20/05/2021	2025	0	CEEDD

(1) Femme (F), Homme (H)
(2) Sont dispensés d'être propriétaire d'actions de la Société, les Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, l'Administrateur représentant de l'État et les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (voir Section 4.1.2.1 "Présidence et organisation")
(3) En années échues
(4) CSIT : Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
CNRG : Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance
CEEDD : Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable
(5) Assiste à ce(s) comité(s) sans en être membre
(6) Avec prise d'effet au 1er août 2016
(7) Conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants (voir Section 4.1.1.5)

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale (7)



JEAN-PIERRE CLAMADIEU

Président du Conseil d'Administration

Président du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 63 ans
Nationalité : française
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 50 000 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Jean-Pierre Clamadieu est diplômé de l'École nationale supérieure des mines de Paris et ingénieur du Corps des mines. Il débute sa carrière au sein de l'administration française, travaillant en particulier pour le ministère de l'Industrie, ainsi que comme conseiller technique du ministre du Travail. En 1993, il rejoint le Groupe Rhône-Poulenc et occupe plusieurs postes de direction. En 2003, il est nommé Directeur Général, puis en 2008 Président-Directeur Général du Groupe Rhodia. En septembre 2011, suite à l'opération de rapprochement entre les groupes Rhodia et Solvay, Jean-Pierre Clamadieu est nommé Vice-Président du Comité Exécutif de Solvay. De mai 2012 à fin février 2019, Jean-Pierre Clamadieu était Président du Comité Exécutif et CEO de Solvay. Le 18 mai 2018, il a été nommé Administrateur et Président du Conseil d'Administration d'ENGIE. Le 8 octobre 2020, il a également été nommé Président du Conseil d'Administration de la Fondation ENGIE.

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administrateur indépendant référent d'AXA (1)
- Administrateur d'Airbus (1)
- Président du Conseil d'Administration de l'Opéra national de Paris
- Administrateur de France Industrie
- Membre de l'*European Round Table for Industry*
- Membre du Comité Directeur de l'Institut Montaigne
- Président de la Chambre de Commerce du Brésil en France

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administrateur et CEO de Solvay (Belgique) (1)
- Administrateur de Faurecia (1)
- Administrateur du Conseil international des associations de la chimie (ICCA)
- Président du Conseil des chefs d'entreprise France-Brésil du Medef International
- *Vice Chairman* du Comité Exécutif du *World Business Council for Sustainable Development* (Suisse)

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Direction Générale
- Secteur industrie

(1) Société cotée



CATHERINE MACGREGOR

Administratrice

Directrice Générale

Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance,

Assiste sans être membre au Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Assiste sans être membre au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

Âge : 49 ans
Nationalité : française
Première nomination : 20 mai 2021
Échéance du mandat : 2025
Actions détenues : 30 000 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Catherine MacGregor a rejoint le groupe ENGIE le 1er janvier 2021 en qualité de Directrice Générale, après avoir effectué toute sa carrière dans le secteur de l'énergie. Catherine MacGregor est diplômée de l'École Centrale de Paris (CentraleSupélec).

De 2019 à 2020, elle a travaillé pour TechnipFMC, où sa mission a consisté à préparer la mise en bourse de Technip Energies, hébergeant les activités d'ingénierie, en tant que responsable de l'entité et membre du comité exécutif de TechnipFMC.

Auparavant, Catherine MacGregor a travaillé 23 ans chez Schlumberger, premier fournisseur mondial de technologies pour la caractérisation, le forage, la production et le traitement des réservoirs pour l'industrie pétrolière et gazière. Elle y a occupé des postes variés dans différentes zones géographiques (République du Congo, Ecosse, États-Unis, etc.) : de chef de divisions opérationnelles (Caractérisation des réservoirs, Forage et mesure, etc.) à la tête de la division régionale Europe et Afrique. Le 8 octobre 2020, elle a été nommée administratrice de la Fondation d'ENGIE.

Principales activités exercées hors de la Société

Néant

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Membre à titre consultatif du Conseil d'Administration de *Toulouse School of Economics*
- Administratrice de l'AFEP
- Membre du Comité Executif du *World Business Council for Sustainable Development* (Suisse)
- Administratrice et membre du bureau de l'Entreprises pour l'Environnement

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de l'École Centrale Supelec (2015-2019)

Compétences clefs

- Direction Générale
- Secteur industrie
- Secteur de l'énergie



FABRICE BRÉGIER

Administrateur

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 60 ans
Nationalité : française
Première nomination : 3 mai 2016
Échéance du mandat : 2024
Actions détenues : 500 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Ancien élève de l'École polytechnique, ingénieur en chef du Corps des mines, Fabrice Brégier a débuté sa carrière à la Direction régionale de l'industrie et de la recherche (DRIRE) de la région Alsace au ministère du Redéploiement industriel et du Commerce extérieur avant d'être nommé Sous-Directeur des affaires économiques, internationales et financières à la Direction Générale de l'Alimentation du ministère de l'Agriculture en 1989. Après plusieurs nominations de Conseiller auprès de différents ministres, Fabrice Brégier rejoint Matra Défense en 1993 où il sera successivement Président de *joint-ventures* franco-allemandes puis Directeur des Activités de Tir à Distance de Sécurité au sein de Matra BAe Dynamics. En 1998, il devient CEO de Matra BAe Dynamics, avant d'être nommé en 2001 CEO de MBDA, société européenne *leader* des systèmes de missiles. Il rejoint Eurocopter début 2003 dont il devient le Président et CEO en avril. Il est nommé en 2005 Directeur de la division Eurocopter et membre du Comité Exécutif d'EADS puis en 2006 Chief Operating Officer d'Airbus et membre du Comité Exécutif d'EADS. De 2012 à 2018, Fabrice Brégier est Président et CEO d'Airbus. En septembre 2018, il devient Président de Palantir Technologies France, société *leader* du Big Data.

Principales activités exercées hors de la Société

Président de Palantir Technologies France

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président de Palantir Technologies France
- Administrateur de KK Wind Solutions
- Administrateur et membre du comité des Nominations et des Rémunérations de SCOR (1)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Chief Operating Officer d'Airbus (1) et Président d'Airbus Commercial Aircraft

Compétences clefs

- Direction Générale
- Digital, innovation, nouvelles technologies
- Secteur industrie

(1) Société cotée



FRANCOISE MALRIEU

Administratrice

Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Membre du Comité d'Audit

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Âge : 76 ans
Nationalité : française
Première nomination : 2 mai 2011
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 3 000 actions
Adresse professionnelle :
19, avenue Léopold-II –
Paris 16e

Françoise Malrieu est une experte de la finance et de la gouvernance. Diplômée des Hautes Études Commerciales, elle commence en 1969 sa carrière au département d'analyse financière de la BNP dont elle prend ultérieurement la direction. Elle rejoint Lazard Frères en 1987 dont elle anime le département de fusions-acquisitions. En tant que Gérant puis Associé-Gérant, elle participe à de nombreuses opérations, en particulier aux programmes de privatisations. En 2001, elle rejoint Deutsche Bank, en tant que Managing Director responsable de l'activité de finance d'entreprises. Elle cesse son activité bancaire en 2010. Ayant mis depuis plusieurs années son expertise et sa connaissance des entreprises au service de la gouvernance, elle participe dès lors activement à la réflexion et à l'élaboration des meilleures pratiques de place. Membre d'instances dirigeantes de plusieurs associations, elle contribue à la mise en œuvre de projets à impact social entre les entreprises et le monde associatif.

Principales activités exercées hors de la Société

Administratrice de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice du Groupe La Poste
- Administratrice de Lazard Frères Banque

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Membre du Conseil de Surveillance d'Oberthur Technologies
- Membre du Conseil de Surveillance de Bayard Presse SA

Compétences clefs

- Finance
- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- RSE



ROSS MCINNES

Administrateur

Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Membre du Comité d'Audit

Âge : 67 ans
Nationalité : française et australienne
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 500 actions
Adresse professionnelle :
SAFRAN –
2, boulevard du Général-Martial-Valin –
Paris 15e

Diplômé de l'Université d'Oxford, Ross McInnes débute sa carrière en 1977 au sein de Kleinwort Benson, à Londres puis à Rio de Janeiro. En 1980, il rejoint la Continental Bank (devenue Bank of America) au sein de laquelle il occupe successivement plusieurs postes dans les activités de *corporate finance,* à Chicago puis à Paris. En 1989, Ross McInnes rejoint Eridania Beghin-Say, dont il est nommé Directeur Financier en 1991, puis membre du Conseil d'Administration en 1999. L'année suivante, Ross McInnes rejoint Thomson-CSF (devenu Thales) en tant que Directeur Général Adjoint et Directeur Financier et accompagne la transformation du Groupe jusqu'en 2005. Il intègre alors le Groupe PPR (devenu Kering) comme Directeur Général, Finances et Stratégie, puis rejoint en 2006 le Conseil de Surveillance de Générale de Santé. Il assure la présidence du Directoire de Générale de Santé de manière intérimaire de mars à juin 2007. Il occupe aussi les fonctions de Vice Chairman de Macquarie Capital Europe, spécialisé notamment dans les investissements en infrastructures. En mars 2009, Ross McInnes intègre Safran et devient Directeur Général Adjoint, Affaires économiques et financières au mois de juin suivant. Il a été membre du Directoire de Safran de juillet 2009 à avril 2011, puis Directeur Général Délégué jusqu'en avril 2015. Le 23 avril 2015, il devient Président du Conseil d'Administration de Safran. Par ailleurs, Ross McInnes est depuis février 2015 Représentant Spécial pour les relations économiques avec l'Australie, nommé par le ministre des Affaires étrangères et du Développement international dans le cadre de la diplomatie économique française. De novembre 2016 à novembre 2019, il est membre du Haut Comité de gouvernement d'entreprise. En février 2017, il rejoint SICOM, l'associé commandité de VIVESCIA Industries, en qualité de "personne qualifiée". En octobre 2017, Ross McInnes est nommé, par le Premier ministre, co-Président du Comité "Action Publique 2022", chargé de proposer des pistes de réformes sur les politiques publiques ; mission achevée depuis lors. Depuis janvier 2018, Ross McInnes est *Trustee* et *Director* de la Fondation IFRS. En octobre 2018, le Premier ministre lui confie la mission de promouvoir la France en direction des entreprises britanniques ou étrangères du secteur non financier implantées au Royaume-Uni. Ross McInnes est par ailleurs Administrateur d'Eutelsat Communications (1).

Principales activités exercées hors de la Société

Président du Conseil d'Administration de Safran (1)

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président du Conseil d'Administration de Safran (1)
- Administrateur d'Eutelsat Communications (1)
- *Trustee* et *Director* de la Fondation IFRS

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administrateur de Lectra (1),
- Administrateur de Faurecia (1),
- Administrateur d'IMI Plc (1) (Grande-Bretagne)

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Finance
- Secteur industrie

(1) Société cotée



MARIE-JOSÉ NADEAU

Administratrice

Présidente du Comité d'Audit

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Âge : 68 ans
Nationalité : canadienne
Première nomination : 28 avril 2015
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 1 000 actions
Adresse professionnelle :
300, avenue des Sommets, App. 1102
Verdun (Québec) – H3E 2B7 (Canada)

Marie-José Nadeau est experte du secteur de l'énergie. Elle est Présidente honoraire du Conseil mondial de l'énergie, une organisation internationale dont elle a présidé le Conseil de 2013 à 2016, après y avoir siégé comme administratrice pendant quinze ans.

Avocate de formation et titulaire d'une maîtrise en droit public de l'Université d'Ottawa, elle a exercé des fonctions stratégiques au sein des gouvernements du Canada et du Québec, avant de rejoindre la direction d'Hydro-Québec (Canada) en qualité de Secrétaire Générale et de Vice-Présidente Exécutive – Affaires corporatives.

Elle siège aux conseils d'administration de TRANSMOUNTAIN Corporation, une société canadienne qui exploite et développe un important réseau de pipelines dans l'Ouest du Canada et des États-Unis, et du *Electric Power Research Institute* (États-Unis), une organisation internationale de R&D dans des technologies innovantes liées aux secteurs de l'électricité et de l'environnement.

En 2009, le Barreau du Québec lui a remis la distinction *Advocatus Emeritus* pour sa contribution à la profession juridique. En 2016, elle a été reçue membre de l'Ordre du Canada en reconnaissance de son engagement dans les domaines de l'éducation et de l'environnement.

Principales activités exercées hors de la Société

Administratrice de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice de TRANSMOUNTAIN Corporation (Canada)
- Administratrice du *Electric Power Research Institute* (États-Unis)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Présidente du Conseil mondial de l'énergie (Royaume-Uni)
- Secrétaire Générale et Vice-Présidente Exécutive – Affaires corporatives de Hydro-Québec (Canada)
- Administratrice de l'Orchestre symphonique de Montréal, et de *Churchill Falls and Labrador Corporation Limited* (Canada)
- Présidente du *Advisory Council du Electric Power Research Institute* (États-Unis)
- Administratrice de Metro Inc. (1) (Canada)

Compétences clefs

- Secteur de l'énergie
- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Direction Générale

(1) Société cotée



LORD PETER RICKETTS OF SHORTLANDS

Administrateur

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 69 ans
Nationalité : anglaise
Première nomination : 3 mai 2016
Échéance du mandat : 2024
Actions détenues : 750 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Diplômé de l'Université d'Oxford et Master of Arts de littérature anglaise du Pembroke College, Honorary DLC de l'Université du Kent et Honorary LLD de l'Université de Bath, Lord Peter Ricketts of Shortlands a débuté sa carrière en 1974 au *Foreign and Commonwealth Office* (FCO). Il a été affecté en 1975 comme Attaché politique à Singapour ; il a ensuite été en poste auprès de la délégation du Royaume-Uni à l'OTAN à Bruxelles avant de rejoindre le FCO, où il exerce les fonctions de Directeur Adjoint du cabinet de Sir Geoffrey Howe, ministre des Affaires étrangères en 1983, de premier secrétaire d'Ambassade à Washington (États-Unis) en 1985, de Chef de division à Hong Kong en 1990, de Conseiller aux affaires européennes et économiques à l'Ambassade en France en 1995 et de Directeur Politique Adjoint en 1997. Il est nommé en 2000 Président du *Joint Intelligence Committee* puis en 2001 Directeur Politique du FCO. De 2003 à 2006, il est représentant permanent du Royaume-Uni à l'OTAN. Il devient en 2006 Secrétaire Général du FCO, puis en 2010 Conseiller pour la sécurité nationale au Royaume-Uni. Enfin, de 2012 à janvier 2016, il a été Ambassadeur du Royaume-Uni en France et à Monaco. En octobre 2016, il est nommé à la *House of Lords*.

Principales activités exercées hors de la Société

Président du *Franco-British Council*
Membre de la *House of Lords*, Londres (Royaume-Uni)
Vice-Président, *Royal United Services Institute*, Londres (Royaume-Uni)
Membre de la *Royal Academy* (Royaume-Uni)

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Conseiller stratégique de Lockheed Martin (Royaume-Uni)

Compétences clefs

- Enjeux géostratégiques
- Secteur public
- Dialogue social / ressources humaines

Administrateur représentant de l'État, nommé par arrêté (1)

Administrateur du secteur public



STEPHANIE BESNIER

Administratrice représentante de l'État, nommée par arrêté

Membre du Comité d'Audit

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 44 ans
Nationalité : française
Première nomination : 19 mai 2021
Échéance du mandat : 2025
Actions détenues : 0 action
Adresse professionnelle :
Agence des Participations de l'État
139, rue de Bercy 75572 –
Paris Cedex 12

Titulaire d'un diplôme d'études approfondies (DEA) d'Analyse et Politique Economique, ancienne élève de l'Ecole Polytechnique (1997), diplômée de l'Ecole nationale des ponts et chaussées, Stéphanie Besnier débute son parcours professionnel en 2001 en tant qu'analyste chez BNP Paribas Londres, puis en 2003 à la direction du Trésor (ministère de l'économie et des finances) comme adjointe au chef du bureau Affaires multilatérales, en charge des pays d'Amérique latine. En 2004, elle est chargée d'affaires entreprises du secteur ferroviaire à l'Agence des Participations de l'État. Elle rejoint, en 2007, la *holding* d'investissement Wendel comme chargée d'affaires, puis directrice d'investissement (2010), directrice (2014) et directrice senior (2016). En 2018, elle est nommée directrice associée, co-responsable de l'activité d'investissement en Europe et en charge des investissements *venture* et *late stage*.
Depuis le 1er mai 2021, elle est Directrice Générale Adjointe de l'Agence des participations de l'État.

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice Générale Adjointe de l'APE

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice de SAFRAN (1) en qualité de représentante de l'État
- Administratrice d'ORANGE (1) en qualité de représentante de l'État

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de Bureau Veritas (1)
- Administratrice de IHS Towers

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Secteur public
- Finance

(1) Société cotée

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État (2)



PATRICE DURAND

Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Âge : 68 ans
Nationalité : française
Première nomination : 14 décembre 2016
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 1 500 actions
Adresse professionnelle :
22, avenue Théophile-Gautier – Paris 16e

Diplômé de l'École polytechnique et de l'École nationale d'administration, Patrice Durand débute sa carrière en 1978 en tant que sous-préfet, Directeur de cabinet du préfet de l'Eure-et-Loir, puis de la région Haute-Normandie en 1979. De 1981 à 1994, il occupe successivement les fonctions de chargé de mission à la Direction Générale de l'Administration au ministère de l'Intérieur, Secrétaire Général Adjoint puis Secrétaire Général du Club de Paris ; chef du bureau Énergie, transports, mines et Secrétaire du Fonds de développement économique et social, chef du bureau Biens d'équipement et autres participations et Sous-Directeur des Participations à la Direction du Trésor. Il devient en 1994 Directeur Général Adjoint puis en 1995 Directeur Général Délégué chargé des affaires économiques et financières d'Air France. À partir de 1999, il est membre du Comité Exécutif en charge notamment des finances de la Direction Centrale des Risques, de l'Inspection générale, des Affaires juridiques, de la Gestion d'actifs, de l'Informatique et des Traitements avant de devenir en 2002 Directeur Général Délégué du Groupe du Crédit Lyonnais. En 2003, il est également nommé Directeur du Fonctionnement et de la Logistique et membre du Comité Exécutif de Crédit Agricole SA. En 2005, il rejoint le Groupe Thales en tant que Directeur Général Adjoint Finances et Administration. De 2012 à 2015, il est Directeur Général Adjoint Finances et Opérations du Groupe Ingenico. Depuis 2016, il est Administrateur de sociétés françaises et étrangères.

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Membre du Conseil de surveillance de *Global Collect Services BV* et de *GCS Holding BV* (Pays-Bas)
- Administrateur de *Ingenico Holding Asie* (Hong Kong) et *Fujian Landi Commercial Equipment Co. Ltd* (Chine)

Compétences clefs

- Finance
- Secteur industrie
- Secteur des services



MARI-NOËLLE JÉGO-LAVEISSIÈRE

Administratrice élue par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Âge : 53 ans
Nationalité : française
Première nomination : 28 avril 2015
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 500 actions
Adresse professionnelle :
ORANGE - 111, quai du Président-Roosevelt - 92130 Issy les Moulineaux

Diplômée de l'École Normale Supérieure, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière est également ingénieur du Corps des mines. Elle a débuté sa carrière en 1996, à la Direction Régionale Paris, Département Réseau de Distribution de France Télécom. Elle occupe ensuite diverses fonctions de direction au sein du groupe dénommé Orange depuis le 1er juillet 2013, notamment dans les activités Marketing, Recherche et Développement, et Réseaux internationaux et Entreprise. Directrice Exécutive Innovation, Marketing et Technologies et membre du Comité Exécutif du groupe Orange depuis mars 2014, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, a été nommée, le 2 mai 2018, Directrice Générale Adjointe du groupe Orange, en charge de l'entité Technology and Global Innovation.

Depuis le 1er septembre 2020, elle est Directrice Générale Adjointe d'Orange en charge de la région Europe (hors France).

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice Générale Adjointe d'Orange en charge de la région Europe (hors France)

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Directrice Générale Adjointe du groupe Orange (1) en charge de la région Europe (hors France)
- Administratrice de Valéo (1)
- Administratrice de NoWCP
- Administratrice d'Orange Roumanie (Roumanie), Orange Pologne, Orange Belgium, Orange Spain, Orange Bank

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de l'Agence Nationale des Fréquences (ANFR),
- Administratrice de Soft@Home,
- Administratrice de Viaccess

Compétences clefs

- Digital, innovation, nouvelles technologies
- Secteur des services
- RSE

(1) Société cotée

Administrateurs élus représentant les salariés (3)



CHRISTOPHE AGOGUÉ

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération des industries électriques et gazières – CFE-Énergies

Membre du Comité d'Audit

Âge : 60 ans
Nationalité : française
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 125 actions
Adresse professionnelle :
GRDF – 6, rue Condorcet – Paris 9e

Christophe Agogué est diplômé des Hautes Études Commerciales avec une spécialisation financière. Il rentre en 1986 à EDF où il est chargé des négociations avec la COGEMA dans le domaine du retraitement du combustible usé. Après un passage en cabinet de direction, il est plus spécialement chargé de la gestion puis membre du Directoire de la filiale Nersa en charge du réacteur Superphénix. En 2001, il rejoint Gaz de France où il anime le département en charge des immobilisations, et participe aux opérations de rachat du réseau de transport à l'État et aux premières réflexions sur la régulation des activités d'infrastructure. Ayant rejoint GRDF depuis sa création, il travaille à la construction de plusieurs tarifs d'acheminement. Il occupe des fonctions syndicales pour le compte de la CFE-Énergies à partir de 2009. Il sera notamment représentant syndical au Comité Central d'Entreprise de GRDF et au Comité Groupe France d'ENGIE, et Secrétaire de son Comité d'Établissement.

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié de GRDF (1) à la Direction Économie Régulation
Auteur d'essais, romans et pièces de théâtre

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Administrateur d'ENGIE Rassembleurs d'Énergies (1)

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- Finance
- Dialogue social / ressources humaines
- Secteur de l'énergie

(1) Groupe ENGIE



ALAIN BEULLIER

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération chimie énergie – CFDT

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 57 ans
Nationalité : française
Première nomination : 21 janvier 2009
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 51 actions
Adresse professionnelle :
ELENGY – Zone portuaire, BP 35 – Montoir-de-Bretagne (44550)

Recruté en 1984, Alain Beullier a exercé différentes activités en service clientèle et de conseiller commercial dans plusieurs centres d'EDF GDF Services en région parisienne. Actuellement salarié d'Elengy chargé de la veille réglementaire environnementale, il a été nommé Administrateur représentant des salariés pour le collège "autres salariés", par suffrage des salariés le 18 décembre 2008 et réélu le 14 mars 2014 et le 15 mars 2018. Alain Beullier est titulaire du Certificat d'Administrateur de sociétés délivré par Sciences-Po *Executive Education* et l'Institut français des administrateurs, promotion 2016.

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié d'Elengy (1) en charge de la veille réglementaire environnementale

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- RSE
- Secteur de l'énergie
- Dialogue social / ressources humaines

(1) Groupe ENGIE



PHILIPPE LEPAGE

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération nationale des Mines et de l'Énergie – CGT

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Âge : 57 ans
Nationalité : française
Première nomination : 28 avril 2014
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 287 actions
Adresse professionnelle :
ELENGY – Zone portuaire, BP 35 - Montoir-de-Bretagne (44550)

Recruté en 1982, Philippe Lepage a exercé d'octobre 1982 à juillet 2002 la fonction de Technicien de maintenance courant fort, de juillet 2002 à janvier 2009 la fonction de Tableautiste et depuis janvier 2009 la fonction d'Assistant chef de quart au terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne. Philippe Lepage a été nommé Administrateur représentant des salariés pour le collège "autres salariés", par suffrage des salariés le 14 mars 2014 et réélu le 15 mars 2018.

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié d'Elengy (1) attaché au Secrétariat Général

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Administrateur représentant les salariés d'Elengy (1) élu par suffrage des salariés le 25 mai 2009, réélu le 14 octobre 2014 et le 8 février 2021

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Membre de l'Association Française du Gaz, représentant des salariés pour la CGT au Comité de Dialogue Sectoriel Gaz de la Commission européenne, membre du bureau du Comité Stratégique de Filière des "Nouveaux Systèmes Énergétiques" et du Groupe de Travail Compétences

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- Digital, innovation, nouvelles technologies
- Secteur de l'énergie
- Environnement réglementaire

(1) Groupe ENGIE

Administratrice représentant les salariés actionnaires, élue par l'Assemblée Générale (1)



JACINTHE DELAGE

Administratrice représentant les salariés actionnaires, élue par l'Assemblée Générale, sur proposition du FCPE Link France et parrainée par l'Association des Actionnaires Salariés et Anciens Salariés du Groupe (AG2S)

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Âge : 45 ans
Nationalité : française
Première nomination : 20 mai 2021
Échéance du mandat : 2025
Actions détenues : 725 actions et 1 100 droits à actions sur différents plans d'action gratuite
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie

Diplômée de plusieurs troisièmes cycles juridiques en droit économique et droit de l'environnement, titulaire d'un certificat d'Administratrice délivré par l'ESSEC, après avoir travaillé dans des entreprises telles que Novergie et Neuf Cegetel comme juriste, Jacinthe Delage intègre ENGIE Cofely en avril 2007 au sein de la région sud-ouest puis évolue dans la fonction juridique du Groupe de février 2009 à janvier 2016 au sein de la CPCU, du service Concurrence et Régulation du Corporate et du Secrétariat Général de la BU France *BtoB*. Depuis novembre 2018, elle est Responsable du service juridique de l'établissement ENGIE Réseaux dédié aux réseaux de chaleur et de froid en France chez ENGIE Solutions. Elle en est aussi la Responsable éthique depuis septembre 2020.
En 2021, elle devient représentante des porteurs de parts sur la liste AG2S au Conseil de Surveillance du FCPE Link France.

Principales activités exercées hors de la Société

Salariée d'ENGIE Energie Services (1), en tant que responsable du service juridique du territoire Ile de France de l'entité Grandes Infrastructures et Mobilités (GIM), responsable du Pôle support juridique aux métiers réseaux de chaleur et de froid au sein de GIM

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Membre du Comité de Direction de la SAS GéoMarne (1)
- Membre du Comité de Direction du Territoire Ile de France et du Territoire Nord de ENGIE Solutions (1) - Grandes Infrastructures et Mobilités

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Néant

Compétences clefs

- Secteur de l'énergie
- Secteur public
- Environnement réglementaire

(1) Groupe ENGIE

4.1.1.2 Commissaire du gouvernement

Conformément à l'article L. 111-70 du Code de l'énergie, le ministre chargé de l'Énergie désigne auprès de la Société un Commissaire du gouvernement qui assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'Administration et des comités et peut présenter des observations à toute Assemblée Générale.

Laurent Michel, nommé par arrêté du 13 novembre 2014 assure cette fonction. Par arrêté du 15 juillet 2021 de la ministre de la transition écologique, Alice Vieillefosse a été nommée Commissaire du gouvernement suppléante à compter du 1er septembre 2021, en remplacement de Phillipe Geiger qui avait été nommé à cette fonction par arrêté du 2 mars 2021 avec une prise de fonction le 15 mars 2021.

4.1.1.3 Représentant du Comité social et économique

Conformément aux articles L. 2312-72 et suivants du Code du travail, un membre titulaire du Comité social et économique, désigné par ce dernier, assiste avec voix consultative à toutes les séances du Conseil d'Administration. Hamid Aït Ghezala assure cette fonction.

4.1.1.4 Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation

Le Président porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflits d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, le Directeur Général ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 1.12 du Règlement Intérieur.

Outre les dispositions du Code de commerce applicables en matière de conventions réglementées, la Charte de l'Administrateur (voir Section 4.1.2.1 "Présidence et organisation") prévoit notamment que chacun des Administrateurs doit s'efforcer d'éviter tout conflit pouvant exister entre ses intérêts moraux et matériels et ceux de la Société, informer le Conseil de tout conflit d'intérêts dans lequel il pourrait être, directement ou indirectement, impliqué et, dans les cas où il ne peut éviter de se trouver en conflit d'intérêts, s'abstenir de participer aux débats ainsi qu'à toute décision sur les matières concernées.

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de conflit d'intérêts potentiel entre les devoirs, à l'égard d'ENGIE, des Administrateurs et leurs intérêts privés et/ou d'autres devoirs.

Il n'existe aucun lien familial entre les Administrateurs.

À la connaissance d'ENGIE, aucun des Administrateurs ni des dirigeants d'ENGIE n'a, au cours des cinq dernières années, fait l'objet d'une condamnation pour fraude prononcée, participé en qualité de dirigeant à une faillite, mise sous séquestre, liquidation ou placement d'entreprises sous administration judiciaire, fait l'objet d'une mise en cause et/ou sanction publique officielle prononcée par une autorité statutaire ou réglementaire, été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur, ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

Par ailleurs, aucun prêt, aucune garantie n'a été accordé ou constitué en faveur des membres des organes d'administration ou de direction.

4.1.1.5 Indépendance des Administrateurs en exercice

L'article 1.1.2 du Règlement Intérieur dispose que le Conseil doit procéder, chaque année avant l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé, à une évaluation de l'indépendance de chacun de ses membres au regard des critères qu'il aura retenus. Le processus d'évaluation de l'indépendance de chaque Administrateur a été mené par le CNRG lors de sa séance du 24 janvier 2022, puis par le Conseil d'Administration le 14 février 2022.

Ces instances ont examiné au cas par cas la qualification de chacun des Administrateurs au regard du Code Afep-Medef auquel elles se réfèrent.

Il est précisé que les Administrateurs suivants, dont la désignation résulte d'obligations légales ou statutaires, ne peuvent être considérés comme indépendants :

- Stéphanie Besnier, Administratrice représentante de l'État, désignée en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ainsi que Patrice Durand et Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, conformément à l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;
- Alain Beullier, Philippe Lepage et Christophe Agogué, Administrateurs représentant les salariés, conformément aux dispositions des articles L. 22-10-6 et suivants du Code de commerce ; Jacinthe Delage, Administratrice représentant les salariés actionnaires, conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-5 du même Code.

Six Administrateurs sont considérés comme indépendants (voir également la Section 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice"). Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 60%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

Indépendance des Administrateurs au regard des critères d'indépendance énoncés au § 9 du Code Afep-Medef

	Indépendant (I) Non indépendant (NI)	Salarié mandataire social au cours des 5 années précédentes	Mandats croisés	Relations d'affaires significatives	Lien familial	Commissaire aux comptes	Durée du mandat supérieure à 12 ans	Statut du dirigeant mandataire social non-exécutif	Statut de l'actionnaire important
Jean-Pierre Clamadieu	I								
Catherine MacGregor	NI	✗							
Fabrice Brégier	I								
Françoise Malrieu	I								
Ross McInnes	I								
Marie-José Nadeau	I								
Lord Peter Ricketts of Shortlands	I								
Stéphanie Besnier	NI								✗
Patrice Durand	NI								✗
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	NI								✗
Christophe Agogué	NI / NA (1)	✗							
Alain Beullier	NI / NA (1)	✗					✗		
Philippe Lepage	NI / NA (1)	✗							
Jacinthe Delage	NI / NA (1)	✗							

✗ = *critère d'indépendance non satisfait*

(1) Conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants

Critère 1 : Salarié mandataire social au cours des cinq années précédentes

Ne pas être ou ne pas avoir été au cours des cinq années précédentes :

- *salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société ;*
- *salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou Administrateur d'une société que la Société consolide ;*
- *salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou Administrateur de la société mère de la Société ou d'une société consolidée par cette société mère.*

Critère 2 : Mandats croisés

Ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'Administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire exécutif social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de cinq ans) détient un mandat d'Administrateur.

Critère 3 : Relations d'affaires significatives

Ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil :

- *significatif de la Société ou de son Groupe ;*
- *ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité.*

L'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son Groupe est débattue par le Conseil et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation (continuité, dépendance économique, exclusivité, etc.) explicités dans le rapport annuel.

Critère 4 : Lien familial

Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social.

Critère 5 : Commissaire aux comptes

Ne pas avoir été Commissaire aux comptes de la Société au cours des cinq années précédentes.

Critère 6 : Durée du mandat supérieure à 12 ans

Ne pas être Administrateur de la Société depuis plus de 12 ans. La perte de la qualité d'Administrateur indépendant intervient à la date anniversaire des douze ans.

Critère 7 : Statut du dirigeant mandataire social non-exécutif

Un dirigeant mandataire social non exécutif ne peut être considéré comme indépendant s'il perçoit une rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.

Critère 8 : Statut de l'actionnaire important

Des Administrateurs représentant des actionnaires importants de la Société ou sa société mère peuvent être considérés comme indépendants dès lors que ces actionnaires ne participent pas au contrôle de la Société. Toutefois, au-delà d'un seuil de 10% en capital ou en droits de vote, le conseil, sur rapport du Comité des Nominations, s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

4.1.1.6 Situation de cumul des mandats des Administrateurs

Le nombre de mandats exercés par les Administrateurs dans des sociétés cotées extérieures au Groupe y compris étrangères, a été apprécié, au 14 février 2022, conformément aux recommandations du Code Afep-Medef, article 19 selon lequel : *"Un dirigeant mandataire social exécutif ne doit pas exercer plus de deux autres mandats d'Administrateur dans des sociétés cotées extérieures à son groupe, y compris étrangères. Un Administrateur ne doit pas exercer plus de quatre autres mandats dans des sociétés cotées extérieures au groupe, y compris étrangères."*

	Nombre de mandats dans des sociétés cotées extérieures [1]	Conformité aux critères du Code Afep-Medef
Jean-Pierre Clamadieu	2	✓
Catherine MacGregor	0	✓
Fabrice Brégier	1	✓
Françoise Malrieu	0	✓
Ross McInnes	2	✓
Marie-José Nadeau	0	✓
Lord Peter Ricketts of Shortlands	0	✓
Stéphanie Besnier	2	✓
Patrice Durand	0	✓
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	1	✓
Christophe Agogué	0	✓
Alain Beullier	0	✓
Philippe Lepage	0	✓
Jacinthe Delage	0	✓

(1) Selon les critères du Code Afep-Medef

4.1.1.7 Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration s'attache à promouvoir la diversité en son sein au regard des qualifications et expériences professionnelles, du genre, de la nationalité et de l'âge de ses membres.

S'agissant des qualifications et de l'expérience professionnelle des Administrateurs, l'objectif du Conseil est que sa composition soit en adéquation avec les activités d'ENGIE, ses enjeux et ses orientations stratégiques, contribuant ainsi à la qualité des décisions prises.

Faisant suite aux échanges avec les investisseurs menés au cours de l'exercice 2019, le Conseil d'Administration a décidé, sur recommandation du CNRG, de faire évoluer la restitution au marché des compétences des Administrateurs vers une approche plus individualisée et centrée exclusivement sur les compétences clefs de chaque Administrateur.

Sont renseignées, pour chaque Administrateur, ses trois compétences clefs, fondées sur ses qualifications et expériences professionnelles. Elles sont recensées sous les biographies de chacun d'entre eux et dans le tableau ci-dessous.

S'agissant de la proportion de femmes et d'hommes, l'exigence légale d'avoir au moins 40% de femmes et 40% d'hommes au sein du Conseil est satisfaite. Ainsi, au 14 février 2022, la proportion de femmes est de 50% [1].

Sur les 14 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, britannique, canadienne et française).

Enfin, s'agissant de l'âge, le Conseil comprend un seul Administrateur de plus de 70 ans. L'exigence légale applicable, en l'absence de disposition statutaire spécifique, est donc satisfaite, à savoir que le nombre d'Administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne soit pas être supérieur au tiers des Administrateurs en fonction.

(1) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes et de la proportion d'indépendants au sein des Conseils d'Administration, conformément aux règles applicables du Code de commerce et du Code Afep-Medef, la loi prévoit que le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé

Compétences individuelles clefs des Administrateurs

Liste des compétences	Direction Générale	Mandat de Président ou d'Adminis-trateur de grandes entreprises	RSE	Finance	Digital, Innovation, Nouvelles technologies	Dialogue social Ressources humaines	Secteur de l'énergie	Secteur des services	Secteur industrie	Secteur public	Enjeux géo-straté-giques	Environ-nement réglemen-taire
Jean-Pierre Clamadieu	✓	✓							✓			
Catherine MacGregor	✓						✓		✓			
Fabrice Brégier	✓				✓				✓			
Françoise Malrieu		✓	✓	✓								
Ross McInnes		✓		✓					✓			
Marie-José Nadeau	✓	✓					✓					
Lord Peter Ricketts of Shortlands						✓				✓	✓	
Stéphanie Besnier		✓		✓						✓		
Patrice Durand				✓				✓	✓			
Mari-Noëlle Jégo-Laveissiere			✓		✓			✓				
Christophe Agogué				✓		✓	✓					
Alain Beullier			✓			✓	✓					
Philippe Lepage					✓		✓					✓
Jacinthe Delage							✓			✓		✓

4.1.2 Fonctionnement du Conseil d'Administration

4.1.2.1 Présidence et organisation

Le fonctionnement du Conseil est défini à l'article 14 des statuts et ses modalités d'organisation figurent à l'article 1 du Règlement Intérieur, qui précise les voies et les moyens d'un fonctionnement efficace du Conseil au service de la Société et de ses actionnaires ainsi que les obligations des Administrateurs.

Le Conseil d'Administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige et, conformément à son Règlement Intérieur, au moins six fois par an dont au moins une fois par trimestre. Les réunions du Conseil peuvent être tenues par tout moyen de visioconférence ou de télécommunication permettant l'identification des Administrateurs et garantissant leur participation effective.

Assistent également aux réunions du Conseil d'Administration, le Commissaire du gouvernement et le représentant du Comité social et économique central, qui disposent d'une voix consultative ainsi que la Secrétaire Générale et le Secrétaire du Conseil d'Administration.

Une fois par an, le Conseil procède à sa propre évaluation sous la direction du CNRG ; au moins tous les deux ans, cette évaluation est réalisée de manière externe.

Une fois par an également, hors la présence du Directeur Général et des Administrateurs titulaires d'un contrat de travail avec une société du Groupe, le Président tient une réunion d'Administrateurs pour procéder à l'évaluation de la performance du Directeur Général. Le Président informe les membres du Conseil de la tenue de ces réunions. Le Président peut inviter les Administrateurs salariés à participer à tout ou partie de ces réunions.

Le Secrétaire du Conseil assure le secrétariat du Conseil et l'établissement des procès-verbaux de ses séances.

Conformément aux stipulations de l'article 13.6 des statuts, tout Administrateur doit être propriétaire d'au moins 50 actions de la Société, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires applicables. Sur proposition du CNRG, cette obligation statutaire a été renforcée dans le Règlement Intérieur par une obligation de détention minimale de 500 actions par Administrateur, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires.

Cette obligation doit être satisfaite au plus tard dans un délai de 12 mois suivant l'entrée au Conseil d'Administration. Cette obligation ne s'applique pas aux Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à l'Administrateur représentant de l'État, ni aux Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (le nombre d'actions détenues personnellement par les Administrateurs figure à la Section 4.1.1.1 ci-dessus).

Le Règlement Intérieur comprend sous la forme d'annexes la Charte de l'Administrateur et le Code de bonne conduite qui fixent les droits et les devoirs de chaque Administrateur.

La Charte de l'Administrateur comprend les règles relatives à l'exercice du mandat de l'Administrateur, relativement au respect de l'intérêt social, des lois et des statuts, de l'indépendance de l'Administrateur et son devoir d'expression, aux conflits d'intérêts, au professionnalisme de l'Administrateur, à son implication et son efficacité.

L'Administrateur s'engage à consacrer à ses fonctions le temps et l'attention nécessaires. Il s'informe sur les métiers et les spécificités de l'Entreprise, ses enjeux et ses valeurs, y compris en interrogeant ses principaux dirigeants. Il participe aux réunions du Conseil avec assiduité et diligence.

Le taux de participation individuel des Administrateurs aux réunions du Conseil et de ses comités est présenté en Section 4.1.2.6 "Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2021" ci-dessous.

Le Code de bonne conduite, qui édicte les règles relatives aux opérations sur titres de la Société et aux délits et manquements d'initié applicables aux Administrateurs, mandataires sociaux et à tous les salariés, traduit la volonté

de la Société d'assurer une gestion prudente de ses titres, à respecter et faire respecter la réglementation en vigueur en matière d'opérations sur titres réalisées par les mandataires sociaux et les salariés.

En complément de ce qui précède, le statut des Administrateurs salariés, entériné par le Conseil d'Administration lors de sa séance du 9 décembre 2009, précise, pour les Administrateurs représentant les salariés, les conditions d'exercice de leur mandat.

Le Président du Conseil d'Administration :

- organise et dirige les travaux du Conseil, dont il rend compte à l'Assemblée Générale ;
- préside les réunions du Conseil, dirige les délibérations, fait observer le Règlement Intérieur et peut à tout moment suspendre la séance ;
- veille à la qualité des échanges et à la collégialité des décisions du Conseil ;
- s'assure que le Conseil consacre un temps suffisant aux débats et accorde à chacun des points de l'ordre du jour un temps proportionné à l'enjeu qu'il représente pour la Société. Les Administrateurs veillent collectivement à un bon équilibre du temps de parole ;
- s'attache notamment à ce que les questions posées dans le respect de l'ordre du jour reçoivent une réponse appropriée ;
- veille au bon fonctionnement du Conseil et de ses comités auxquels il peut assister et soumettre des questions pour avis ;
- veille à l'application des principes de bonne gouvernance (notamment à ce que les Administrateurs disposent en temps utile et sous une forme claire et appropriée des informations nécessaires à l'exercice de leurs missions) ;
- veille à la bonne organisation des Assemblées Générales qu'il préside ;
- répond aux questions des actionnaires et plus généralement veille aux bonnes relations avec ceux-ci. Il apporte, si nécessaire, son assistance pour répondre aux demandes d'actionnaires non représentés au Conseil et se rend disponible pour les rencontrer et prendre connaissance des commentaires et suggestions de ceux-ci (voir également Section 4.2 "Dialogue actionnarial").

En concertation avec le Directeur Général, le Président du Conseil est en outre chargé :

- d'organiser les travaux stratégiques du Conseil et de suivre la préparation et la mise en œuvre de plans de succession pour les membres du Comité Exécutif du Groupe ;
- d'exercer une fonction de représentation du Groupe à haut niveau auprès des instances et institutions nationales et internationales dans l'intérêt du Groupe.

Par ailleurs, le Président :

- consacre ses meilleurs efforts à promouvoir en toutes circonstances les valeurs et l'image du Groupe ;
- informe en tant que de besoin les membres du Conseil entre deux séances ;
- est seul habilité à s'exprimer et agir au nom du Conseil ;
- porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflit d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, le Directeur Général ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 1.12 du Règlement Intérieur ;
- participe à l'organisation de l'autoévaluation périodique du Conseil conduite dans le cadre du CNRG, ainsi qu'aux réflexions sur les questions de gouvernance liées au fonctionnement du Conseil.

Le Conseil peut confier au Président des missions d'information ou de consultation sur des sujets déterminés relevant de la compétence du Conseil.

Le Président se coordonne avec le Directeur Général, qui assure la direction et la gestion opérationnelle du Groupe.

Outre l'exercice des pouvoirs qui lui sont conférés par la loi, le Président peut être consulté par le Directeur Général sur tout sujet relevant de la conduite de l'entreprise.

Le Président est tenu régulièrement informé par le Directeur Général des événements significatifs de la vie du Groupe, notamment en ce qui concerne la stratégie, l'organisation, les investissements et désinvestissements. Sur invitation du Directeur Général, le Président peut participer aux réunions internes avec les dirigeants et équipes de la Société, afin d'apporter son éclairage sur les enjeux stratégiques.

En cas d'empêchement, le Président est remplacé, conformément à l'article 1.3.1 du Règlement Intérieur, par un Vice-Président ou, à défaut, par le Directeur Général, s'il est lui-même Administrateur ou, à défaut, par un autre Administrateur choisi par le Conseil en début de séance.

4.1.2.2 Missions du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration détermine collégialement les orientations stratégiques de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des lois et règlements applicables et des statuts de la Société, il détermine le cadre de supervision de la Direction Générale. Il exerce également les pouvoirs suivants :

- nomme les dirigeants mandataires sociaux ;
- se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent ;
- s'attache à promouvoir la création de valeur par l'entreprise à long terme en prenant en considération les enjeux sociaux et environnementaux de ses activités ;
- veille à ce que les actionnaires et les investisseurs reçoivent une information pertinente, équilibrée et pédagogique sur la stratégie, le modèle de développement, la prise en compte des enjeux extra-financiers significatifs pour la Société ainsi que sur ses perspectives à long terme ;
- procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns ;
- examine, au moins une fois par an :
  - le budget,
  - la stratégie industrielle du Groupe,
  - la stratégie financière du Groupe,
  - l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe,
  - la politique d'égalité professionnelle et salariale.

Le Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société et représente la Société dans ses rapports avec les tiers. Toutefois, certaines opérations importantes sont soumises à l'autorisation préalable du Conseil d'Administration, telles que les opérations suivantes :

- prise ou cession de toutes participations directes ou indirectes de la Société, dans toutes sociétés créées ou à créer, participation à la création de toutes sociétés, joint-ventures, groupements et organismes, souscription à toutes émissions d'actions, de parts sociales ou d'obligations, lorsque l'exposition financière de la Société ou du Groupe excède 250 millions d'euros pour l'opération considérée ;
- opérations d'apports, d'échanges, avec ou sans soulte, portant sur des biens, titres ou valeurs, pour un montant excédant 250 millions d'euros ;
- contrats de fourniture, travaux ou services (à l'exception des contrats afférents aux opérations d'achat à long terme d'énergie), y compris le cas échéant leurs avenants successifs, portant sur un montant excédant 400 millions d'euros ;

- en cas de litige, traités et transactions, compromis, pour un montant excédant 200 millions d'euros ;
- projets d'achat à long terme d'énergie du Groupe portant par opération sur des quantités supérieures à :
  - pour le gaz, 30 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement,
  - pour l'électricité, 20 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement ;
- opérations significatives se situant hors de la stratégie annoncée de la Société ;
- opérations d'acquisition ou de cession d'immeubles dont le montant excède 200 millions d'euros ;
- opérations suivantes dont le montant excède 1,5 milliard d'euros :
  - consentir ou contracter tous prêts, emprunts, crédits et avances par la Société, ou autoriser à cet effet les filiales ou tout véhicule de financement du Groupe,
  - acquérir ou céder, par tout mode, toutes créances,
  - conclure les contrats significatifs avec l'État relativement aux objectifs et aux modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à la Société ou ses filiales, dans les limites fixées par la loi.

Le Conseil autorise chaque année le Directeur Général à délivrer des cautions, avals et garanties et à émettre des emprunts obligataires pour des montants dont le Conseil détermine la somme totale.

4.1.2.3 Travaux du Conseil d'Administration

13
RÉUNIONS

14
ADMINISTRATEURS

100%
DE PARTICIPATION

Au cours de l'exercice 2021, le Conseil d'Administration d'ENGIE s'est réuni à 13 reprises avec un taux de participation de 100%. Le taux d'assiduité individuel moyen aux réunions du Conseil d'Administration et des comités pour l'année 2021 est mentionné, pour chaque Administrateur, à la Section 4.1.2.6 "Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2021".

L'ordre du jour des séances du Conseil d'Administration est établi par le Président en concertation avec le Directeur Général. Il a pour objectif de traiter prioritairement les sujets qui, au regard des principes de gouvernance du Groupe et en application des textes en vigueur comme du Règlement Intérieur, impliquent une décision.

Chaque séance débute par un point consacré à la santé-sécurité, suivi d'une revue de la situation du Groupe.

Des réunions des Administrateurs n'exerçant pas de fonctions exécutives dans la Société, dites "sessions exécutives", se tiennent très régulièrement à l'issue des séances du Conseil. Les sujets évoqués sont variés ; si nécessaire ils font l'objet d'une restitution au Directeur Général.

Principales activités en 2021

Orientations stratégiques du Groupe et suivi de ses activités :

- repositionnement d'ENGIE pour une croissance de long terme et durable en se concentrant sur les Renouvelables et les Infrastructures pour soutenir la décarbonation de ses clients ;
- mise en œuvre opérationnelle des nouvelles orientations stratégiques ;
- poursuite du recentrage géographique ;
- sortie complète du nucléaire en 2025 et arrêt des travaux de *Long Term Operation* (LTO) ;
- préparation et suites à donner au séminaire de réflexion stratégique annuel du Conseil (voir encadré) ;
- mise en place d'un dispositif spécifique pour l'atteinte des objectifs du Groupe dans le marché de l'éolien *offshore* ;
- ajustement de la méthode de calcul du taux de rendement interne dans le cadre de l'accélération des investissements dans les renouvelables.

Investissements et ventes d'actifs :

- revue d'une série de projets d'investissement et de désinvestissement nécessitant la décision du Conseil, dont :
  - le processus de cession d'EQUANS conclu à l'automne par une promesse d'achat signée par Bouygues ;
  - la vente de la participation de 60,5 % dans ENGIE EPS SA à la société taïwanaise TCC ;
  - la cession de 11,5% de GRTgaz à la Caisse des Dépôts et à CNP Assurances ;
  - la cession d'ENDEL au groupe Altrad ; et
  - le désengagement partiel de Gaztransport & Technigaz (GTT).

Séminaire stratégique

Réunis comme chaque année en séminaire stratégique, les membres du Conseil ont échangé sur les évolutions sectorielles et les attentes des parties prenantes du Groupe. Ils ont fait un point d'avancée, six mois après son lancement, sur la mise en œuvre de la feuille stratégique du Groupe, partagé les conclusions issues de chantiers stratégiques menés sur l'avenir des infrastructures gazières, les ambitions dans les infrastructures électriques à l'international et celles dans la fourniture d'énergie aux particuliers et sur le modèle de recherche et d'innovation du Groupe. Ils ont également mené une réflexion plus globale sur les activités et l'exposition du Groupe au Brésil.

Finance, audit et risques :

- arrêté des comptes sociaux et consolidés, proposition d'affectation du résultat et leurs projets de communiqué de presse ;
- politique de dividende et guidance ;
- arrêté des documents de gestion prévisionnelle ;
- arrêté du budget et du plan d'affaires à moyen terme ;
- renouvellement des autorisations annuelles consenties au Directeur Général d'émettre des emprunts obligataires et de délivrer des cautions, avals et garanties ;
- refinancement de la ligne de crédit syndiqué qui arrive à échéance en 2022 ;
- revue des risques 2021.

Gouvernance, nominations et rémunérations :

- information sur la composition du Comité Exécutif, déploiement de nouvelle organisation ;
- enseignements à tirer du dialogue entre le Président et les actionnaires, les investisseurs et les *proxy advisors*, notamment dans le cadre des *roadshows* de gouvernance ;
- préparation de l'Assemblée Générale Mixte et réponses aux questions écrites des actionnaires ;
- politique de diversité, compétence et indépendance des Administrateurs en exercice ;
- élections des Administrateurs représentant les salariés ;
- nominations dans les comités du Conseil ;
- bilan du mandat du Président du Conseil ;
- évaluation du fonctionnement du Conseil ;
- politique d'actionnariat salarié et le plan à venir ;
- rémunération des mandataires sociaux ;
- plans d'actions de performance.

Responsabilité Sociale d'Entreprise :

- objectifs RSE : neutralité et trajectoire carbone, sortie du charbon et décarbonation des clients ;
- examen de l'adéquation des projets d'investissements avec chacun des critères RSE du Groupe, prenant ainsi en considération les enjeux sociaux, éthiques et climatiques ;
- politique d'égalité professionnelle et salariale ;
- déclaration relative à l'esclavage moderne prévue par la réglementation britannique ;
- *reportings* internes consacrés à la RSE.

Sessions exécutives

Des réunions d'Administrateurs n'exerçant pas de fonctions exécutives, se tiennent très régulièrement à l'issue du Conseil. Ces sessions exécutives traitent de sujets variés qui vont au-delà de la seule évaluation de la performance du dirigeant mandataire social exécutif.

Le Comité d'Audit et le CNRG sont systématiquement précédés ou suivis d'une réunion des membres, hors la présence du management. Les membres du CEEDD se réunissent une fois par an, hors la présence du management, pour évoquer le fonctionnement du comité et les sujets sur lesquels ses membres souhaitent voir le comité se pencher.

Formation

En 2021, les Administrateurs ont pu bénéficier de deux formations collectives sous forme de sessions d'informations thématiques. La première a porté sur le démantèlement des unités des centrales nucléaires belges (contexte, aspects industriels, organisationnels et sociaux, cadre réglementaire). La seconde a traité des activités de la BU *Global Energy Management* (GEM) (activité globale de la BU, dispositifs d'encadrement des risques, des résultats financiers et des principaux enjeux de GEM au service de la stratégie d'ENGIE).

En complément du programme de formation sur mesure dont peut bénéficier tout nouvel Administrateur, la Société organise régulièrement des sessions de formation individuelle à la demande d'Administrateurs.

En 2022, il est prévu à date que les Administrateurs bénéficient d'autres sessions d'information. La 1re porte sur les scénarios énergétiques, la 2e sur la Responsabilité Sociétale des Entreprises et le *reporting* extra-financier. Les autres thèmes n'ont pas encore été arrêtés.

4.1.2.4 Les comités

Quatre comités permanents assistent le Conseil d'Administration :

- le Comité d'Audit ;
- le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies ;
- le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance ; et
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

La présidence de chaque Comité est assurée par un Administrateur indépendant.

Les comités ont pour mission d'étudier toutes questions relatives au Groupe que le Conseil ou le Président soumet pour avis à leur examen, de préparer les travaux et décisions du Conseil relativement à ces sujets et projets, et de rapporter leurs conclusions au Conseil sous forme de comptes rendus, propositions, avis, informations ou recommandations.

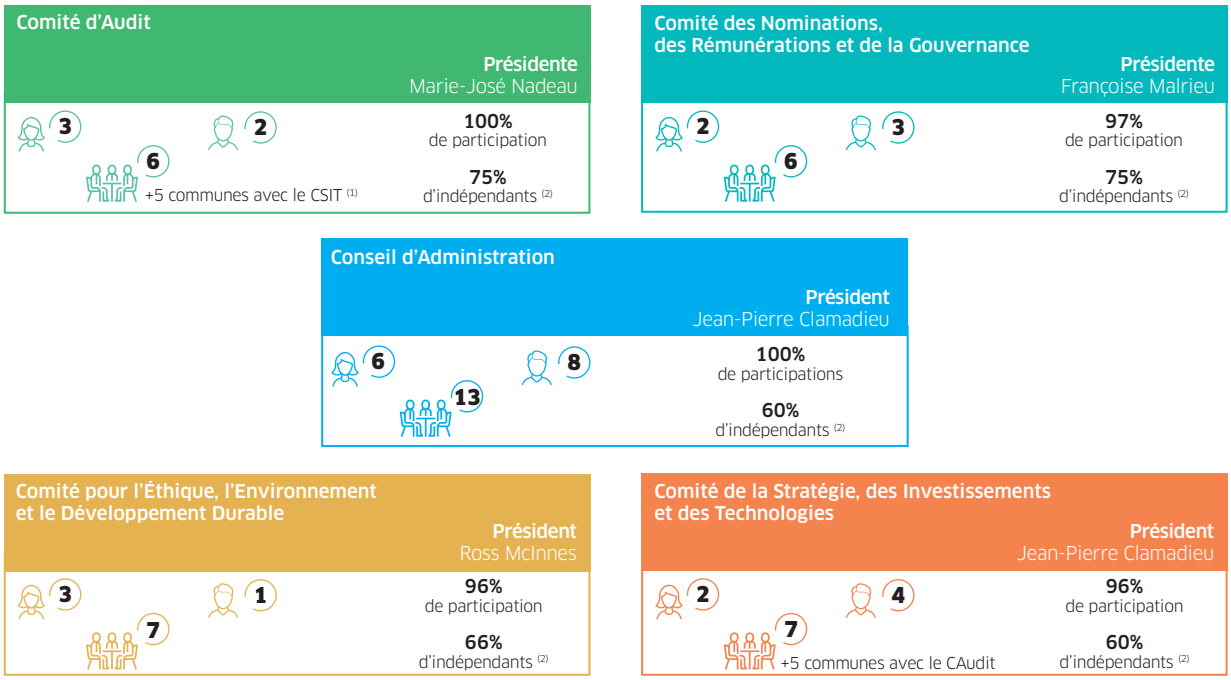
Les comités accomplissent leur mission sous la responsabilité du Conseil d'Administration. Un comité ne peut traiter de sa propre initiative des questions qui déborderaient du cadre propre de sa mission. Les comités n'ont pas de pouvoir de décision.

Le Conseil, sur proposition de son Président et après avis du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, désigne les membres composant les comités ainsi que leur Président, en tenant compte des compétences, de l'expérience et de la disponibilité des Administrateurs (voir Section 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice" et le tableau "Changements intervenus dans la composition du Conseil d'Administration et des comités" sous la Section 4.1.1).

Pour l'accomplissement de leurs travaux, après en avoir informé le Président du Conseil et à charge d'en rendre compte au Conseil, les comités peuvent entendre les membres des Directions de la Société et du Groupe et/ou solliciter des études techniques sur des sujets relevant de leur compétence, aux frais de la Société. En cas de recours par les comités aux services de conseils externes, les comités doivent veiller à l'objectivité du conseil concerné.

Selon les comités, la pratique des sessions exécutives, c'est-à-dire qu'une partie de la réunion du Comité se tienne hors la présence du management, est systématique ou occasionnelle.

Le secrétariat des comités du Conseil est assuré par le Secrétariat Général.



(1) Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
(2) Conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas pris en compte pour déterminer la proportion d'indépendants au sein du Conseil et des comités

En outre, un Comité ad hoc, composé de Jean-Pierre Clamadieu, Catherine MacGregor, Françoise Malrieu, Ross McInnes, Marie-José Nadeau, Christophe Agogué et Stéphanie Besnier, s'est réuni à deux reprises pour préparer la décision du Conseil relative à la cession d'EQUANS.

4.1.2.4.1 Le Comité d'Audit

6	5	5	100%
RÉUNIONS	RÉUNIONS COMMUNES AVEC LE CSIT	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité d'Audit est composé de cinq membres : Marie-José Nadeau (1) (Présidente), Christophe Agogué (depuis le 29 juillet 2021), Stéphanie Besnier (depuis le 20 mai 2021), Françoise Malrieu (1) et Ross McInnes (1).

Le Comité d'Audit s'est réuni à six reprises au cours de l'année 2021, avec un taux de participation de 100%. Les Commissaires aux comptes ont assisté à toutes les séances, excepté les séances communes avec le CSIT.

Chaque réunion du Comité est suivie d'une session exécutive.

4.1.2.4.1.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité d'Audit sont :

- le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et, le cas échéant, la formulation de recommandations pour en garantir l'intégrité ;
- l'examen préalable et l'avis sur les projets de comptes annuels et semestriels ;
- l'audition, lorsqu'il l'estime nécessaire, des Commissaires aux comptes, de la Direction Générale, de la Direction Financière, de l'Audit interne ou de toute autre membre du management ;
- l'examen, avant leur publication, des communiqués financiers importants ;
- la sélection, la désignation ou le renouvellement des Commissaires aux comptes ;
- le suivi de la réalisation par les Commissaires aux comptes de leurs missions ;
- le suivi du respect des conditions d'indépendance des Commissaires aux comptes ;
- le suivi de la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes et l'application des règles de plafonnement des honoraires liés ;
- l'examen annuel des honoraires des Commissaires aux comptes et de leurs plans d'intervention ;
- le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de contrôle et de l'audit interne du Groupe ;
- l'examen, avec les responsables de l'audit interne, des plans d'interventions et d'actions dans le domaine de l'audit interne, les conclusions de ces interventions et actions et les recommandations et suites qui leur sont données ;
- le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de gestion de risques du Groupe, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ;
- la prise de connaissance, régulièrement, de la situation financière, de la trésorerie et des engagements et risques significatifs du Groupe.

(1) Administrateur indépendant

Le Comité rend compte régulièrement au Conseil de l'exercice de ses missions. Il rend également compte des résultats de la mission de certification des comptes, de la manière dont cette mission a contribué à l'intégrité de l'information financière et du rôle qu'il a joué dans ce processus. Il informe sans délai le Conseil de toute difficulté rencontrée.

4.1.2.4.1.2 Les principales activités en 2021

Les activités du Comité d'Audit se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

- les comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2020 et au 30 juin 2021, les informations financières des 1er et 3e trimestres 2021 et les communiqués de presse correspondants ;
- les hypothèses et prévisions de clôture semestrielle et annuelle ainsi que les documents de gestion prévisionnelle ;
- la trajectoire financière et la guidance 2021 ;
- les rapports d'activité trimestriels de l'audit interne ainsi que le suivi des recommandations d'audit et les plans annuels d'audit interne 2021 et 2022 ;
- la revue du contrôle interne Groupe 2020 et les objectifs 2021 ;
- le risque prioritaire nucléaire ;
- le suivi des projets de cessions de participations, dont EQUANS et GTT ;
- les comptes de fonctionnement de la Présidence et du Conseil d'Administration ;
- le projet de Document d'enregistrement universel 2020 (hors les parties du ressort d'autres comités) et les projets de résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale ;
- l'approbation préalable des travaux confiés aux Commissaires aux comptes en dehors de leur mission d'audit et le suivi de ces missions, le bilan des honoraires 2020 des Commissaires aux comptes et leur programme de travail 2021 ;
- les risques industriels liés à certains grands projets ;
- la revue des assurances du Groupe ;
- la présentation des activités du centre de services partagés GBS, leur évolution et la contribution à la performance du Groupe ;
- la politique fiscale du Groupe, les principaux litiges fiscaux et les projets de réformes fiscales ;
- la transparence des implantations à l'étranger ;
- les conventions réglementées et courantes ;
- le risque prioritaire cybersécurité ;
- la politique de financement 2021 et le refinancement de la ligne de crédit syndiqué qui arrive à échéance en 2022 ;
- les relations avec les investisseurs dont les retours des *roadshows*.

4.1.2.4.2 Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

7	5	6	96%
RÉUNIONS	RÉUNIONS COMMUNES AVEC LE COMITE D'AUDIT	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies est composé de six membres : Jean-Pierre Clamadieu (1) (Président), Stéphanie Besnier (depuis le 20 mai 2021), Patrice Durand, Philippe Lepage, Ross McInnes (1) et Marie-José Nadeau (1).

Le Directeur Général assiste aux réunions du CSIT.

Le CSIT s'est réuni à 12 reprises au cours de l'année 2021, avec un taux moyen de participation de 96%.

4.1.2.4.2.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité sont :

- l'expression d'avis sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le plan stratégique ;
- l'examen de tous les projets de croissance externe et interne, de cessions, d'accords stratégiques, d'alliances ou de partenariat soumis au Conseil ;
- l'examen des choix stratégiques en matière d'évolutions technologiques ainsi que sur les questions de création et de modernisation d'équipements industriels et de contrats de fourniture, travaux ou services sur base annuelle ou pluriannuelle, de politique d'achat et de projets immobiliers significatifs.

4.1.2.4.2.2 Les principales activités en 2021

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

- les engagements du Groupe relatifs à la sortie du charbon ;
- le dispositif spécifique mis en place pour l'atteinte des objectifs du Groupe dans le marché de l'éolien *offshore* et l'ajustement de la méthode de calcul du taux de rendement interne dans le cadre de l'accélération des investissements dans les renouvelables ;
- une série de projets d'investissements et de cession ;
- les points d'étape sur les projets en cours ;
- les retours d'expérience sur les acquisitions et le *look-back* sur une série de projets acquis ;
- la préparation de et les suites à donner au séminaire stratégique annuel du Conseil ;
- le suivi des tendances et faits marquants sectoriels.

Activités des réunions communes du Comité d'Audit et du CSIT :

- la sortie complète du nucléaire en 2025 et l'arrêt des travaux de *Long Term Operation* (LTO) ;
- la nouvelle feuille de route stratégique, dévoilée le 18 mai 2021, incluant les feuilles de route des GBU, les ambitions du Groupe et le plan financier à court terme ;
- l'accompagnement du projet de cession d'EQUANS (le plan industriel et les éléments de valorisation) ;
- le budget et le plan d'affaires à moyen terme.

(1) Administrateur indépendant

4.1.2.4.3 Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

6	5	97%
RÉUNIONS	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance est composé de cinq membres : Françoise Malrieu [(1)] (Présidente), Alain Beullier, Fabrice Brégier [(1)], Stéphanie Besnier (depuis le 20 mai 2021) et Lord Peter Ricketts of Shortlands [(1)].

Le Président et le Directeur Général assistent aux réunions du CNRG, sauf pour les questions qui les concernent.

Chaque réunion du Comité donne lieu à une session exécutive.

Le CNRG s'est réuni six fois en 2021, avec un taux moyen de participation de 97%. Un Administrateur a manqué une séance.

4.1.2.4.3.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité sont l'examen et la formulation de recommandations au Conseil d'Administration s'agissant de :

- toutes candidatures à un poste d'Administrateur devant être soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale, ainsi qu'à un poste de membre des comités et à la présidence de ces comités ;
- la succession du Président et du Directeur Général de la Société ;
- la rémunération, le régime de retraite et de prévoyance, les avantages en nature et les droits pécuniaires divers attribués au Président et au Directeur Général ainsi qu'aux éventuels membres du Conseil titulaires de contrats de travail signés avec la Société ;
- la direction des travaux réalisés en vue de l'évaluation annuelle du Conseil ;
- l'appréciation, en liaison avec le Président, du bon fonctionnement des organes de gouvernance ;
- l'examen à titre consultatif du plan de succession des dirigeants de la Société et l'information sur les projets de la Direction Générale relatifs à la nomination des membres du Comité Exécutif et sur la politique de rémunération de ces derniers ;
- l'examen de toute candidature du Président et du Directeur Général à un mandat social dans une société cotée extérieure au Groupe ;
- le maintien du bénéfice des attributions gratuites d'actions en faveur des membres du Comex.

4.1.2.4.3.2 Les principales activités en 2021

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

Nominations et Gouvernance :

- la politique de diversité au sein du Conseil, la composition du Conseil et de ses comités, l'indépendance et les compétences des Administrateurs ;
- l'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses comités ;
- le bilan du mandat du Président du Conseil ;
- les plans de succession ;
- le processus d'élection des Administrateurs représentant les salariés ;
- l'information sur la composition du Comité exécutif et sur la mise en place et le déploiement de la nouvelle organisation ;
- les recommandations émises par les investisseurs et *proxy advisors* lors des *roadshows* gouvernance menés par le Président du Conseil ;
- la politique et le prochain plan d'actionnariat salarié ;
- les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale ;
- le Chapitre Gouvernance du projet de Document d'enregistrement universel 2020.

Rémunérations :

- la rémunération des mandataires sociaux ;
- le taux de réussite des plans d'actions ;
- le plan d'actions de performance au titre de 2021 ;
- l'information sur la rémunération des membres du Comex et la politique de rémunération des cadres dirigeants ;
- les ratios d'équité ;
- les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale ;
- la Section Rémunération du projet de Document d'enregistrement universel 2020.

(1) Administrateur indépendant

4.1.2.4.4 Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

7	4	96%
RÉUNIONS	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable est composé de quatre membres : Ross McInnes [(1)] (Président), Jacinthe Delage (depuis le 29 juillet 2021), Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Françoise Malrieu [(1)].

Le Directeur Général assiste aux réunions du CEEDD.

Une fois par an, les membres du Comité se réunissent hors la présence du management pour évoquer le fonctionnement du Comité et les sujets sur lesquels ils souhaitent voir le Comité se pencher.

Le Comité s'est réuni à sept reprises au cours de l'année 2021, avec un taux moyen de participation de 96%. Un Administrateur a manqué une séance.

4.1.2.4.4.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité sont :

- le suivi du bon niveau d'engagement du Groupe en matière d'éthique, de conformité extra-financière et de responsabilité environnementale, sociale et sociétale ;
- l'examen des politiques, référentiels et chartes du Groupe dans ces domaines ;
- l'examen des politiques en matière de ressources humaines et la prise de connaissance du suivi des risques correspondants ;
- l'assurance, le cas échéant, de la mise en place d'un dispositif de prévention et de détection de la corruption et du trafic d'influence ;
- l'examen des risques et opportunités liés au changement climatique et plus généralement la veille relative à la prise en compte par le Groupe des enjeux extra-financiers et des perspectives à long terme, notamment au travers de la fixation d'objectifs extra-financiers.

4.1.2.4.4.2 Les principales activités en 2021

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

Éthique et *compliance* :

- le rapport annuel d'activités Éthique et *compliance* ;
- l'évolution des politiques éthiques ;
- la déclaration relative à l'esclavage moderne (règlementation britannique).

Responsabilité environnementale et sociétale :

- la performance RSE du Groupe et le rapport de l'un des Commissaires aux comptes sur celle-ci ;
- les objectifs RSE et leur déploiement, y compris l'objectif de neutralité carbone, la trajectoire carbone et la certification " *Sciences Based Targets* " ;
- le PAMT CO_2 ;
- la politique de sortie du charbon ;
- le projet de résolution dite *Say on Climate ;*
- le risque prioritaire "changement climatique" et la mise en œuvre des recommandations de la "*Task force on Climate-related Financial Disclosure*" (TCFD) ;
- la publication sous référentiel "*Sustainability Accounting Standards Board*" (SASB) ;
- la nouvelle matrice de matérialité ;
- le projet de rapport intégré ;
- la déclaration de performance extra-financière et la Section RSE du projet de Document d'enregistrement universel 2020 ;
- l'examen, avant communication à l'ensemble des Administrateurs, d'un *reporting* RSE interne l'informant notamment de l'ensemble des faits saillants impactant ENGIE, des actualités internes et externes, des éventuelles controverses et comprenant un focus spécifique sur le climat, l'eau et la biodiversité.

Responsabilité sociale d'employeur :

- le bilan annuel santé et sécurité ;
- la revue de chaque accident mortel et les plans d'actions en matière de santé-sécurité (le CEEDD s'est réuni à deux reprises de manière exceptionnelle sur ces sujets) ;
- le risque prioritaire "*Risques RH liés aux enjeux de transformation*" ;
- les résultats de l'enquête annuelle d'engagement des collaborateurs ;
- la politique et les index d'égalité professionnelle et salariale.

(1) Administrateur indépendant

4.1.2.5 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration

L'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités en 2021 a été menée sous la direction du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) avec l'assistance d'un consultant externe.

Le questionnaire utilisé, validé par le CNRG, comprenait à la fois des questions fermées, permettant un suivi statistique des réponses reçues, et des questions ouvertes, permettant aux Administrateurs de préciser leurs réponses et d'émettre des observations et des propositions d'évolution.

Les questions ont porté principalement sur le fonctionnement opérationnel du Conseil et de ses comités, l'élaboration et la mise en œuvre de la stratégie, la prise en compte des enjeux climatiques par le Conseil et les priorités pour 2022.

La restitution des travaux, réalisée sous l'égide de la Présidente du CNRG, a été faite à ce Comité le 24 janvier 2022 et au Conseil d'Administration le 14 février 2022.

Il ressort notamment de l'évaluation du Conseil et du bilan du Président que la gouvernance est considérée comme ayant très nettement progressé avec comme points forts une intégration réussie de la nouvelle Directrice Générale qui a construit une relation de confiance avec le Conseil, un Président qui a fortement fait progresser le Conseil dans l'efficacité de ses méthodes de travail, un Conseil qui est plus ramassé et qui a appris à travailler ensemble malgré les contraintes imposées par la crise de la Covid-19, un fonctionnement efficace des comités et du Comité ad hoc lors d'opérations spéciales et enfin un séminaire stratégique très utile.

Le Conseil souhaite continuer à se focaliser sur le suivi de la mise en œuvre du plan stratégique et la transformation et faire un point régulier sur sa cohérence avec la raison d'être. Le Conseil souhaite également que l'analyse rétrospective des investissements permettant d'analyser leur performance soit développée.

Par ailleurs, le Conseil doit poursuivre l'approfondissement des enjeux climatiques dans les débats stratégiques. Si le Conseil estime disposer des compétences suffisantes pour appréhender les enjeux climatiques, des formations spécifiques, notamment sous la forme de séances d'informations thématiques, pourraient être utilement organisées.

Enfin, sur l'animation du Conseil, il conviendrait de revenir autant que faire se peut à des réunions physiques et d'organiser à nouveau des visites de sites.

Le Conseil d'Administration et les comités ont pris acte des recommandations issues de ce travail d'évaluation et leur donneront les suites nécessaires. Une session d'information thématique du Conseil sur les scénarios de transition énergétique et climatique a été organisée le 4 février 2022 et une session consacrée à la performance et au *reporting* extra-financier est prévue au 2e trimestre 2022.

Le taux de participation individuel des Administrateurs aux réunions du Conseil et de ses comités en 2021 est publié à la Section 4.1.2.6 ci-après.

4.1.2.6 Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2021

	Conseil d'Administration	Comité d'Audit	CSIT	CNRG	CEEDD
Jean-Pierre Clamadieu	100%		100%		
Catherine MacGregor (1)	100%				
Stéphanie Besnier	100% (2)	100% (1)	75% (1)	67% (1)	
Fabrice Brégier	100%			100%	
Isabelle Bui (3)	100%	100%	75%	100%	
Françoise Malrieu	100%	100%		100%	100%
Ross McInnes	100%	100%	100%		100%
Marie-José Nadeau	100%	100%	100%		
Lord Peter Ricketts of Shortlands	100%			100%	
Patrice Durand	100%		100%		
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	100%				86 %
Christophe Agogué	100%	100% (4)			100% (5)
Alain Beullier	100%			100%	
Philippe Lepage	100%		100%		
Christophe Aubert (6)	100%	100%			
Jacinthe Delage	100% (1)				100% (4)
TAUX D'ASSIDUITÉ GLOBALE	**100%**	**100%**	**96%**	**97%**	**96%**

(1) Depuis le 20 mai 2021
(2) Depuis le 19 mai 2021
(3) Jusqu'au 19 mai 2021
(4) Depuis le 29 juillet 2021
(5) Jusqu'au 29 juillet 2021
(6) Jusqu'au 20 mai 2021

4.2 Dialogue actionnarial

4.2.1 Dialogue du Président

Le Président a maintenu un dialogue régulier avec les actionnaires individuels du Groupe.

Dans le contexte de la crise sanitaire et conformément aux dispositions légales, l'Assemblée Générale s'est tenue à huis clos le 20 mai 2021. Afin de favoriser un dialogue continu et ouvert avec le Groupe, et en complément du dispositif légal des questions écrites, les actionnaires ont pu poser leurs questions (écrit, audio, vidéo) en amont de l'Assemblée Générale. Ils ont également pu poser leurs questions en direct tout au long de la séance grâce à une plateforme en ligne dédiée. En préparation de l'Assemblée Générale, le Président a participé à des réunions avec les membres du Comité Consultatif des Actionnaires d'ENGIE, les principales associations d'actionnaires individuels et les représentants des actionnaires salariés. L'Assemblée Générale a été retransmise en direct et dans son intégralité sur le site internet du Groupe et reste accessible en différé.

Le Président est également allé à la rencontre des actionnaires individuels notamment à l'occasion du salon Investir Day, à Paris le 23 novembre 2021.

Au cours de l'année 2021, le Président a en outre dialogué avec les principaux investisseurs institutionnels et agences de conseils en vote, notamment dans le cadre des *roadshows* gouvernance menés en mars 2021 où il a pu échanger en matière de stratégie, de gouvernance, de rémunérations et de RSE y compris les enjeux climatiques.

Ce dialogue se poursuit en 2022.

4.2.2 Assemblée Générale du 21 avril 2022 – Composition du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 14 février 2022, de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 21 avril 2022.

Les mandats de Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil, et de Ross McInnes arriveront à expiration à l'issue de cette Assemblée Générale.

Le Conseil d'Administration qui s'est réuni le 16 décembre 2021 a décidé de proposer le renouvellement du mandat de Jean-Pierre Clamadieu et de Ross McInnes.

En conséquence, la dernière évaluation du Conseil (dont les résultats sont rapportés à la Section 4.1.2.5) montre que celui-ci fonctionne de manière efficace sous la présidence de Jean-Pierre Clamadieu. Le Conseil a l'intention de confirmer Jean-Pierre Clamadieu dans ses fonctions de Président du Conseil d'Administration en cas de renouvellement de son mandat par l'Assemblée Générale. Ce renouvellement intervient dans le cadre retenu par ENGIE de continuer la dissociation des fonctions de Président et de Directeur Général, qui est adapté à la situation et aux enjeux du Groupe et qui lui permet de bénéficier de la complémentarité des profils, expériences et parcours de Jean-Pierre Clamadieu et de Catherine MacGregor.

Ross McInnes, Président du CEEDD, membre du Comité d'Audit et du CSIT, fait bénéficier le Conseil de son expérience de sociétés industrielles cotées à dimension internationale et de son expertise en matière financière et en gouvernance.

Le Conseil d'Administration qui s'est réuni le 2 mars 2022 a décidé de proposer la désignation de Marie-Claire Daveu. L'expérience de Marie-Claire Daveu en matière de responsabilité environnementale et sociétale ainsi que sa connaissance des énergies renouvelables viendront renforcer la gouvernance du Groupe et compléter les diverses expériences et compétences présentes au sein du Conseil d'Administration, en adéquation avec les enjeux et les orientations stratégiques du Groupe.

À l'issue de l'Assemblée Générale, sous réserve du vote favorable de ces résolutions, le Conseil d'Administration sera composé de 15 membres. La proportion d'Administrateurs indépendants sera de 64% et de femmes de 55% (1).

Le Conseil d'Administration a décidé, de tenir l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022 en présentiel à Paris Expo Porte de Versailles - 1 place de la Porte de Versailles - Paris 15e, sauf nouvelles mesures gouvernementales liées à la Covid-19 qui conduiraient à une tenue à huis clos.

Dans ce cadre, l'attention des actionnaires est attirée sur le fait qu'il est possible de voter à l'Assemblée Générale et d'adresser des questions écrites au Conseil soit par voie postale soit par voie électronique, dans les conditions prévues par la réglementation.

Les documents d'information préparatoires à cette Assemblée Générale seront disponibles sur le site internet du Groupe (www.engie..com/assemblee-generale-avril-2022).

Les actionnaires sont invités à consulter régulièrement cette page du site qui précisera les modalités de participation.

(1) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes et de la proportion d'indépendants au sein des Conseils d'Administration, conformément aux règles applicables du Code de commerce et du Code Afep-Medef, la loi prévoit que le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé

4.3 Direction Générale

La Direction Générale de la Société est assumée depuis le 1er janvier 2021 par Catherine MacGregor. Son mandat de Directrice Générale viendra à échéance en même temps que son mandat d'Administrateur, soit à l'issue de l'Assemblée générale qui statuera en 2025 sur les comptes clos au 31 décembre 2024.

Le Directeur Général, investi des pouvoirs les plus étendus pour agir, en toutes circonstances, au nom de la Société, exerce ses fonctions dans la limite de l'objet social et sous réserve des pouvoirs que la loi attribue expressément aux Assemblées Générales d'actionnaires et au Conseil d'Administration. Les pouvoirs et fonctions respectifs du Président du Conseil d'Administration et du Directeur Général sont déterminés par le Conseil d'Administration et par le Règlement Intérieur (voir Section 4.1.2.1 "Présidence et organisation").

L'élaboration de la stratégie d'ENGIE et le suivi opérationnel de sa mise en œuvre sont assurés par deux instances exécutives, le Comité Exécutif et le Comité de Direction Opérationnel.

En charge du pilotage du Groupe, le Comité Exécutif (Comex) réunit les Directeurs Généraux Adjoints sous la direction du Directeur Général. Il établit les décisions stratégiques selon les orientations définies par le Conseil d'Administration ; il élabore les perspectives d'ENGIE à long terme et s'assure de la réalisation des objectifs à court terme. Il prend les décisions importantes notamment d'investissement, revoit la performance et suit le rythme de la transformation du Groupe.

À la date du présent document, le Comex est composé des 11 membres suivants :

- **Catherine MacGregor,** Directrice Générale ;
- **Paulo Almirante,** Directeur Général Adjoint en charge des activités Renouvelables, également responsable des activités de gestion globale de l'énergie et du nucléaire ;
- **Sébastien Arbola,** Directeur Général Adjoint en charge des activités de Production Thermique, Hydrogène et de Fourniture d'Énergie ;
- **Jean-Sébastien Blanc,** Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines ;
- **Frank Demaille,** Directeur Général Adjoint en charge de la Transformation et des Géographies ;
- **Yves Le Gélard,** Directeur Général Adjoint en charge du Digital et des Systèmes d'Information ;
- **Cécile Prévieu,** Directrice Générale Adjointe en charge des activités *Energy Solutions* ;
- **Pierre-François Riolacci,** Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise et des Achats ;
- **Édouard Sauvage,** Directeur Général Adjoint en charge des activités Infrastructures ;
- **Jérôme Stubler,** Directeur Général Adjoint, Directeur Général d'EQUANS ;
- **Claire Waysand,** Directrice Générale Adjointe en charge du Secrétariat Général, de la Stratégie, de la Recherche & Innovation et de la Communication.

Le Comité de Direction Opérationnel, dénommé OPCOM, chargé des activités opérationnelles, réunit les Directeurs Généraux Adjoints, les Directeurs Généraux des entités, les Directeurs des *Global Business Units,* des régions et des principaux pays et les responsables des principales directions fonctionnelles.

Il est présidé par la Directrice Générale. L'OPCOM met en œuvre les décisions stratégiques d'ENGIE ; il est également en charge de porter la transformation du Groupe au plus près des géographies.

Conformément à l'article L. 22-10-10-2° du Code de commerce, le rapport sur le gouvernement d'entreprise comprend des *"informations sur la manière dont la Société recherche une représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du comité mis en place, le cas échéant, par la Direction Générale en vue de l'assister régulièrement dans l'exercice de ses missions générales et sur les résultats en matière de mixité dans les 10% de postes à plus forte responsabilité. Si la Société n'applique pas une telle politique, le rapport comprend une explication des raisons le justifiant".*

Le *"comité mis en place, le cas échéant, par la Direction Générale en vue de l'assister régulièrement dans l'exercice de ses missions générales"* correspond au Comex.

S'agissant des 10% de postes à plus forte responsabilité, si le périmètre évoqué par le Code de commerce est celui de la Société soit ENGIE SA, au regard de l'organisation du Groupe, de sa structure intégrée et de son positionnement dans plus de 40 pays pour un total de 171 474 collaborateurs, il semble plus pertinent de considérer le Groupe dans son ensemble au regard de l'esprit de la loi. Hors Comex, le Groupe compte environ 485 cadres dirigeants dont 64 dirigeants EQUANS répartis sur l'ensemble des géographies sur lesquelles il est présent et dont la fonction consiste à délivrer la stratégie du Groupe. ENGIE considère que le périmètre pertinent à retenir pour les 10% de postes à plus forte responsabilité est celui de l'OPCOM.

Le Comex compte 11 membres, dont trois femmes (27,3%) et trois nationalités. Sur proposition de la Direction Générale, le Conseil d'Administration a fixé un objectif que le Comex comprenne au moins 40% de femmes et au moins 40% d'hommes à horizon 2025.

Au 1er janvier 2022, l'OPCOM est composé de 55 membres, dont 15 femmes (27,3%). Il réunit 12 nationalités. Du fait de la nouvelle organisation du Groupe, 41 membres de l'OPCOM ont été nommés en 2021, dont 10 femmes. Hors EQUANS, l'OPCOM est composé de 50 membres dont 15 femmes (30%).

Depuis plusieurs années, la politique du Groupe en matière de nomination consiste à renforcer la mixité. Le Groupe veille à développer des viviers de talents mixtes, composés de cadres dirigeants et de hauts potentiels, participant ainsi à la féminisation des deux instances susmentionnées à savoir le Comex et l'OPCOM. Ainsi pour les postes clés du Groupe, la décision finale de nomination est prise à partir d'une liste de candidats comprenant des hommes et des femmes. La plupart des nominations proviennent de ce vivier composé d'environ 570 personnes, dont 34% de femmes (500 personnes et 35,9% de femmes sans EQUANS).

Ces actions ont pour objectif de permettre de faire évoluer les parcours de carrière et l'évolution de talents aux profils divers pour disposer à terme d'organes de gouvernance incarnant pleinement la politique de diversité du Groupe.

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction

4.4.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux

La rémunération des dirigeants mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG). Elle fait l'objet d'une présentation et de votes contraignants lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires conformément aux articles L. 22-10-8, L. 22-10-9 et L. 22-10-34 du Code de commerce.

La politique de rémunération est revue annuellement par le CNRG et s'appuie notamment sur des études spécifiques.

Dans ses recommandations au Conseil d'Administration, le CNRG veille à proposer une politique de rémunération en conformité avec l'intérêt social et les pratiques des grands groupes internationaux comparables pour des positions similaires, sur la base d'un *benchmark* réalisé par un cabinet externe comprenant des sociétés du CAC 40, de l'Eurostoxx 50 (à l'exclusion des sociétés du secteur financier) et de l'Eurostoxx *Utilities*.

Conformément à l'article 9.6 du Code Afep-Medef, le Président du Conseil d'Administration, ayant la qualité d'Administrateur indépendant, ne perçoit pas de rémunération variable liée à la performance de la Société.

La rémunération des autres dirigeants mandataires sociaux comprend en règle générale :

- une part fixe ; ce montant fixe demeure inchangé pendant la durée du mandat sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du CNRG, en décide autrement ;
- une part variable équilibrée par rapport au total des rémunérations et dont l'objet est de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats ; et
- une part incitative à long terme soumise à des conditions de performance.

Des critères de performance exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et maintiennent un lien entre la performance du Groupe et la rémunération de ses dirigeants dans une perspective de court, moyen et long terme, contribuant ainsi à la stratégie et à la pérennité de la Société.

Les politiques de rémunération applicables pour le Président du Conseil et pour le Directeur Général à compter de 2022 sont mentionnées à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.1 Rémunération fixe

Rémunération fixe au titre de 2021

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, a perçu une rémunération de 450 000 euros.

La rémunération annuelle fixe de Catherine MacGregor, Directrice Générale, s'est élevée à 1 000 000 euros, à laquelle s'ajoute un avantage en nature annuel de 4 060 euros.

Rémunération fixe au titre de 2022

Il est renvoyé à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.2 Rémunération variable

Rémunération variable au titre de 2020

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, n'a perçu aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

Quant à Claire Waysand, Directrice Générale par intérim du 24 février au 31 décembre 2020, le Conseil d'Administration du 26 février 2020 a, sur proposition du CNRG, arrêté une rémunération spécifique au titre de son mandat de Directeur Général par intérim, dans la limite de 400 000 euros, soumise à deux conditions de performance : l'efficacité du fonctionnement de la direction collégiale et sa capacité à assurer le pilotage opérationnel du Groupe pendant cette période. Sur proposition du CNRG, le Conseil d'Administration du 17 décembre 2020 a décidé d'arrêter à son plafond de 400 000 euros cette rémunération spécifique au vu de la qualité de la gestion pendant la période de transition, notamment sous l'angle des critères précités.

Par ailleurs, au titre du contrat de travail de Claire Waysand, la rémunération variable annuelle correspond à un bonus cible de 100% de la rémunération fixe annuelle correspondant à un taux d'atteinte de 100% des objectifs, assortie d'un plafond de maximum 150% en cas de surperformance.

Ce bonus est soumis à hauteur de 65% à des critères quantitatifs (RNRPG pour moitié, ROC et dette nette économique pour un quart chacun) et de 35% à une évaluation qualitative ; enfin un malus jusqu'à 20% de la cible peut s'appliquer (Santé-Sécurité/*Compliance*).

La part qualitative a été soumise aux critères de performance suivants :

- gestion de la crise Covid-19 et préparation de la sortie de crise (60%) :
  - santé/sécurité des salariés,
  - continuité des services essentiels et rapidité de la reprise de toutes les activités,
  - sécurisation de la liquidité et mitigation des impacts financiers ;
- progrès dans la simplification du Groupe et la sélectivité des activités et des géographies (20%) ;
- qualité des relations entre Conseil et Management et engagement du Comex et des équipes (20%).

Lors de sa séance du 25 février 2021, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG :

- constaté que le taux de réussite des critères quantitatifs s'élève à 37,5% (décomposé comme suit : RNRPG par action (1/2) : 0% ; ROC (1/4) : 0% ; Dette nette économique (1/4) : 150%) ;
- établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 132%.

Compte tenu des pondérations respectives des critères quantitatifs (65%) et qualitatifs (35%), cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 70,58%.

Le montant de la part variable au titre de 2020 versé à Claire Waysand au titre de son contrat de travail s'élève ainsi à 388 190 euros pour la totalité de l'exercice 2020, soit 323 491 prorata temporis du 24 février au 31 décembre 2020.

Rémunération variable au titre de 2021

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, ne perçoit aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

S'agissant de Catherine MacGregor, Directrice Générale, la rémunération variable annuelle cible à verser en 2022 au titre de 2021 s'élève à 100% de la rémunération fixe (1 000 000 euros) pour un taux d'atteinte des objectifs de 100% avec un maximum de 140% de la rémunération fixe (1 400 000 euros) en cas de dépassement des objectifs fixés.

Elle est décomposée en deux parties : une partie financière (65%) et une partie extra-financière (35%).

Pour la partie financière, les critères retenus sont le RNRPG (25%), le ROC (25%), le free cash flow (hors GEM) (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2021 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 25 février 2021.

Pour la partie extra-financière, figurent :

- la simplification et le renforcement de l'organisation : mise en place de l'organisation, Comex, engagement (30 %) ;
- l'efficacité dans la mise en œuvre de la stratégie : Equans, stratégie de croissance des GBU, gestion de la performance (40%) ;
- le taux de fréquence des accidents du travail (10%) ;
- les émissions de CO_2 liées à la production d'énergie (10%) ;
- la surperformance par rapport à la moyenne du secteur communiquée par chacune des cinq agences de notation suivantes : SAM, Sustainalytics, Vigeo-Eiris, MSCI et CDP Climat (10%).

Lors de sa séance du 14 février 2022, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG :

- constaté que le taux de réussite des critères financiers s'élève à 129 % (décomposé comme suit : RNRPG par action : 140 % ; ROC : 140 % ; Free cash-flow : 123 % ; Dette nette économique : 112 %) ;
- établi le taux de réussite des critères extra-financiers à 121 % (décomposé comme suit : organisation : 110%, stratégie : 130% ; taux de fréquence des accidents du travail : 140% - voir toutefois la réduction du bonus précisée ci-après ; émissions de CO_2 liées à la production d'énergie : 117% ; surperformance en matière de notations RSE : 100%).

Compte tenu des pondérations respectives des critères financiers et extra-financiers, cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 126%, soit un montant de 1 259 000 euros.

Toutefois, compte tenu de la gravité des accidents survenus en 2021 et sur proposition de la Directrice Générale le Conseil a décidé qu'une réduction de 15% du bonus cible, soit 150 000 euros, sera appliquée sur le bonus à verser en 2022 au titre de 2021 qui sera ainsi ramené de 1 259 000 euros à 1 109 000 euros.

Le montant de la part variable au titre de 2021 s'élève ainsi à 1 109 000 euros. Il ne sera versé à Catherine MacGregor que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.

Rémunération variable au titre de 2022

Il est renvoyé à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.3 Rémunération incitative à long terme (Unités de Performance)

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, suivant les recommandations du Code Afep-Medef qui visent à inscrire l'action des dirigeants dans la durée, a recommandé au Conseil d'Administration que les dirigeants mandataires sociaux exécutifs bénéficient de rémunérations ayant un caractère incitatif à long terme, à condition qu'elles soient raisonnables et subordonnées à des conditions de performance strictes et comparables à celles des autres bénéficiaires. Le Conseil d'Administration du 26 février 2020 a décidé que cette part ne pourra, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale du Directeur Général.

Jusqu'en 2021, les plans d'incitation à long terme ont pris la forme d'Unités de Performance (UP).

Unités de Performance au titre de l'exercice 2020

Aucune UP n'a été attribuée au titre de 2020.

Unités de Performance au titre de l'exercice 2021

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, ne s'est vu attribuer aucune UP au titre de 2021 conformément à la politique de rémunération qui prévoit que la rémunération du Président du Conseil ne comprend pas de rémunération variable annuelle ou pluriannuelle ni aucun dispositif d'intéressement à long terme.

Sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil d'Administration a, lors de sa séance du 25 février 2021, attribué 120 000 UP au titre de 2021 à Catherine MacGregor, Directrice Générale. Les UP attribuées au titre de 2021 ont été valorisées à 7,34 euros l'unité.

Unités de Performance au titre de l'exercice 2022

À compter de 2022, il est proposé d'intégrer le Directeur Général dans le plan d'actions de performance, qui remplacerait les Unités de Performance dont il bénéficiait jusqu'à présent. Il est renvoyé à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.4 Régime de retraite

Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire au titre de ses fonctions de Président du Conseil d'Administration.

Catherine MacGregor, Directrice Générale, bénéficie d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82 du Code général des impôts) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe. La Directrice Générale bénéficie également du régime de retraite obligatoire (article 83 du Code général des impôts) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe.

4.4.1.5 Contrat de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence

	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Pierre Clamadieu *Président*	Non	Non	Non	Non
Catherine MacGregor *Directrice Générale*	Non	voir 4.4.1.4	voir ci-dessous	voir ci-dessous

En cas de départ du Groupe, l'ancien Directeur Général sera tenu par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en douze mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ du dirigeant, renoncer à l'application de cette clause.

En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave du dirigeant mandataire social et quelle que soit la forme que revêt ce départ, le Directeur Général bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne.

Pour le surplus, l'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef sont applicables à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "*année de rémunération*" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée sur la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

4.4.1.6 Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

	2021		2020	
En euros	Montants dus au titre de 2021	Montants versés en 2021	Montants dus au titre de 2020	Montants versés en 2020
Jean-Pierre Clamadieu				
Président				
Rémunération fixe	450 000	450 000	450 000	450 000
Rémunération variable	0	0	0	0
Abondement dédié à la retraite	0	0	0	0
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Rémunération d'Administrateur	0	0	0	0
Avantages en nature	0	0	0	0
TOTAL	**450 000**	**450 000**	**450 000**	**450 000**

	2021		2020	
En euros	Montants dus au titre de 2021	Montants versés en 2021	Montants dus au titre de 2020	Montants versés en 2020
Catherine MacGregor				
Directrice Générale				
Rémunération fixe	1 000 000	1 000 000	Non applicable	Non applicable
Rémunération variable	1 109 000	0	Non applicable	Non applicable
Abondement dédié à la retraite	527 250	000	Non applicable	Non applicable
Rémunération exceptionnelle	0	0	Non applicable	Non applicable
Rémunération d'Administrateur	0	0	Non applicable	Non applicable
Avantages en nature	4 060	4 060	Non applicable	Non applicable
TOTAL	**2 640 310**	**1 004 060**	**NON APPLICABLE**	**NON APPLICABLE**

4.4.1.7 Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social

En euros	2021	2020
Jean-Pierre Clamadieu		
Président		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	450 000	450 000
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
TOTAL	**450 000**	**450 000**

En euros	2021	2020
Catherine MacGregor		
Directrice Générale		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	2 640 310	Non applicable
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	Non applicable
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	Non applicable
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	880 800	Non applicable
TOTAL	**3 521 110**	

La valorisation des Unités de Performance (UP), réalisée sur base d'un modèle fourni par un cabinet externe spécialisé, est fondée sur une approche commune à toutes ses entreprises clientes afin d'obtenir des valorisations comparables. Elle utilise les paramètres et hypothèses conformes aux préconisations des normes IFRS, mais prend en compte toutes les éventuelles conditions de performance (externes et internes), et non pas uniquement les conditions de performance dites "de marché" comme dans les normes IFRS 2. Cette valorisation tient compte également du cours de l'action, du taux de dividende annuel attendu, de la volatilité historique de l'action, du taux sans risque, d'une maturité à trois ans et d'une durée d'acquisition de trois ans et de la durée d'exercice qui est de trois ans. Ainsi la valorisation unitaire retenue est de 11,15 euros pour l'attribution au titre de 2014, de 9,69 euros pour l'attribution au titre de 2015, de 7,73 euros au titre de 2016, de 6,09 euros au titre de 2017, de 6,58 euros au titre de 2018, de 7,84 euros au titre de 2019 et de 7,34 euros au titre de 2021.

Cette valorisation est théorique, dans la mesure où l'acquisition effective des UP (plusieurs années après leur attribution) dépend de la réalisation de conditions de performance strictes et exigeantes.

4.4.1.8 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2021 ou attribués au titre du même exercice à chaque dirigeant mandataire social de la Société, soumis au vote des actionnaires

Conformément à l'article L. 22-10-34 II du Code de commerce, l'Assemblée Générale des actionnaires du 21 avril 2022 statuera sur les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés au cours ou attribués au titre de l'exercice 2021 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration et à Catherine MacGregor, Directrice Générale.

Les éléments de rémunération variables ou exceptionnels attribués au titre de l'exercice 2021 ne peuvent être versés qu'après approbation par l'Assemblée Générale des éléments de rémunération du dirigeant mandataire social concerné.

4.4.1.8.1 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2021 ou attribués au titre de l'exercice 2021 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2021	Montants attribués au titre de l'exercice 2021	Commentaires
Rémunération fixe	450 000 €	450 000 €	La rémunération annuelle fixe de Jean-Pierre Clamadieu s'élève à 450 000 €.
Rémunération variable annuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable annuelle.
Abondement dédié à la retraite	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun abondement dédié à la retraite.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne perçoit pas de rémunération à raison de son mandat d'Administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune attribution de stock-option, d'Action de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme.
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune indemnité de prise ou de cessation de fonction.
Régime de retraite supplémentaire	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire.
Avantages de toute nature	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu n'a pas bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.4.1.8.2 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2021 ou attribués au titre de l'exercice 2021 à Catherine MacGregor, Directrice Générale

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2021	Montants attribués au titre de l'exercice 2021	Commentaires
Rémunération fixe	1 000 000€	1 000 000€	La rémunération fixe de Catherine MacGregor a été fixée à 1 000 000 €
Rémunération variable annuelle	Néant	1 109 000€	La rémunération variable annuelle cible à verser en 2022 au titre de 2021 s'élève à 100% de la rémunération fixe (1 000 000 euros) pour un taux d'atteinte des objectifs de 100% avec un maximum de 140% de la rémunération fixe (1 400 000 euros) en cas de dépassement des objectifs fixés. Elle est décomposée en deux parties : une partie financière (65%) et une partie extra-financière (35%). Pour la partie financière, les critères retenus sont le RNRPG (25%), le ROC (25%), le free cash flow (hors GEM) (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2021 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 25 février 2021. Pour la partie extra-financière, figurent : • la simplification et le renforcement de l'organisation : mise en place de l'organisation, Comex, engagement (30 %) ; • l'efficacité dans la mise en œuvre de la stratégie : EQUANS, stratégie de croissance des GBU, gestion de la performance (40%) ; • le taux de fréquence des accidents du travail (10%) ; • les émissions de CO_2 liées à la production d'énergie (10%) ; • la surperformance par rapport à la moyenne du secteur communiquée par chacune des cinq agences de notation suivantes : SAM, Sustainalytics, Vigeo-Eiris, MSCI et CDP Climat (10%). Lors de sa séance du 14 février 2022, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG : • constaté que le taux de réussite des critères financiers s'élève à 129 % (décomposé comme suit : RNRPG par action : 140 % ; ROC : 140 % ; Free cash-flow : 123 % ; Dette nette économique : 112 %) ; • établi le taux de réussite des critères extra-financiers à 121 % (décomposé comme suit : organisation : 110% , stratégie : 130% ; taux de fréquence des accidents du travail : 140% - voir toutefois la réduction du bonus précisée ci-après ; émissions de CO_2 liées à la production d'énergie : 117% ; surperformance en matière de notations RSE : 100%). Compte tenu des pondérations respectives des critères financiers et extra-financiers, cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 126%, soit un montant de 1 259 000 euros. Toutefois, compte tenu de la gravité des accidents survenus en 2021 et sur proposition de la Directrice Générale, le Conseil a décidé qu'une réduction de 15% du bonus cible, soit 150 000 euros, sera appliquée sur le bonus à verser en 2022 au titre de 2021 qui sera ainsi ramené de 1 259 000 euros à 1 109 000 euros. Le montant de la part variable au titre de 2021 s'élève ainsi à 1 109 000 euros. Il ne sera versé à Catherine MacGregor que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a bénéficié d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a pas perçu de rémunération à raison de son mandat d'Administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a bénéficié d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Valorisation : 880 800€	Catherine MacGregor a bénéficié de l'attribution de 120 000 unités de performance au titre de 2021 (voir note sur cette valorisation théorique à la Section 4.4.1.7 du Document d'enregistrement universel 2021).

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2021	Montants attribués au titre de l'exercice 2021	Commentaires
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	En cas de départ du Groupe, l'ancien Directeur Général sera tenu par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en douze mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ du dirigeant, renoncer à l'application de cette clause. En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave du dirigeant mandataire social et quelle que soit la forme que revêt ce départ, le Directeur Général bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne. Pour le surplus, l'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef est applicable à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "*année de rémunération*" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée sur la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.
Régimes de retraite supplémentaire	Néant	527 250€	Le Directeur Général bénéficie d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe. Au titre de 2021, cet abondement s'élève à 527 250 euros et sera versé en 2022 sous réserve du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022. Le Directeur Général bénéficie également du régime de retraite obligatoire (article 83) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe. Le montant de la cotisation (article 83) au titre de 2021 s'élève à 26 327 €.
Avantages de toute nature	4 060€	4 060€	Catherine MacGregor a bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.4.1.9 Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations

Multiples de rémunération pour la fonction de Président

Tableau des ratios au titre du I. 6° et 7° de l'article L.22-10-9 du Code de commerce [1]

En euros	2017	2018	2019	2020	2021
Rémunération de la **Fonction Président :**		350 000	433 064	450 000	450 000
Jean-Pierre Clamadieu à compter du 18/05/2018 - Auparavant Gérard Mestrallet était Président					
Évolution par rapport à l'exercice précédent			24%	4%	0%
Informations sur le périmètre de la société cotée - non représentative au sens de l'activité et du nombre de salariés					
Rémunération moyenne des salariés	72 365	73 875	73 845	76 791	77 142
Évolution par rapport à l'exercice précédent	5%	2%	0%	4%	0%
Rémunération médiane des salariés	64 361	66 175	66 487	72 571	66 967
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Informations complémentaires sur le périmètre élargi France [2]					
Rémunération moyenne des salariés	45 551	46 307	46 476	46 870	48 278
Évolution par rapport à l'exercice précédent	1%	2%	0%	1%	3%
Rémunération médiane des salariés		Non disponible			
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés		7,6	9,3	9,6	9,3
Évolution par rapport à l'exercice précédent			23%	3%	-3%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés		Non calculable			
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Performance de la société [3]					
COI croissance organique	5%	5%	14%	-16%	47%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	150%	0%	180%	-214%	194%
ROCE	6,30%	6,50%	6,10%	5,45%	8,90%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	9%	3%	-6%	-11%	63%
RN récurrent part du Groupe hors E&P et GNL (Bn€)	2,54	2,38	2,46	1,70	3,20
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-9%	-6%	3%	-31%	85%

(1) Les informations reprises dans la présente Section sont établies sur la base des lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021
(2) Le ratio jugé pertinent est celui qui prend en considération l'ensemble des salariés en France
(3) La performance est appréciée sur une base consolidée

Multiples de rémunération pour la fonction de Directeur Général

Tableau des ratios au titre du I. 6° et 7° de l'article L.22-10-9 du Code de commerce

Exercice N-1	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**
Rémunération de la **Fonction DG :** Isabelle Kocher du 3 mai 2016 au 24 février 2020 puis Claire Waysand par intérim à partir du 24 février 2020 au 31 décembre 2020 puis Catherine MacGregor depuis le 1er janvier 2021	2 319 438	2 550 142	2 588 572	1 287 669	2 608 350
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-2%	10%	2%	-50%	103%
Informations sur le périmètre de la société cotée - non représentative au sens de l'activité et du nombre de salariés					
Rémunération moyenne des salariés	72 365	73 875	73 845	76 791	77 142
Évolution par rapport à l'exercice précédent	5%	2%	0%	4%	0%
Rémunération médiane des salariés	64 361	66 175	66 487	72 571	66 967
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Informations complémentaires sur le périmètre élargi France (1)					
Rémunération moyenne des salariés	45 551	46 307	46 476	46 870	48 278
Évolution par rapport à l'exercice précédent	1%	2%	0%	1%	3%
Rémunération médiane des salariés		Non disponible			
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	50,9	55,1	55,7	27,5	54,0
Évolution par rapport à l'exercice précédent		8%	1%	-51%	97%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés		Non calculable			
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Performance de la société (2)					
COI croissance organique	5%	5%	14%	-16%	47%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	150%	0%	180%	-214%	194%
ROCE	6,30%	6,50%	6,10%	5,45%	8,90%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	9%	3%	-6%	-11%	63%
RN récurrent part du Groupe hors E&P et GNL (Bn€)	2,54	2,38	2,46	1,70	3,20
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-9%	-6%	3%	-31%	85%

(1) Le ratio jugé pertinent est celui qui prend en considération l'ensemble des salariés en France
(2) La performance est appréciée sur une base consolidée

4.4.1.10 Politique de rémunération des mandataires sociaux

Les politiques de rémunération des mandataires sociaux ci-dessous seront soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des Actionnaires qui se tiendra le 21 avril 2022, conformément à l'article L. 22-10-8 du Code de commerce.

4.4.1.10.1 Politique de rémunération des Administrateurs

Sur proposition du Conseil d'Administration, l'Assemblée Générale fixe le montant global de l'enveloppe annuelle de la rémunération des Administrateurs, à répartir par le Conseil entre ses membres.

Le Conseil d'Administration du 11 décembre 2013, sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, a fait évoluer les règles de répartition de l'enveloppe annuelle fixée par l'Assemblée Générale du 16 juillet 2008 d'un montant, inchangé depuis 2008, de 1,4 million d'euros, selon un système de distribution individuelle, alliant une part fixe à une part variable prépondérante en fonction de la présence des Administrateurs aux séances du Conseil et à celles des comités du Conseil, conformément à l'article 21.1 du Code Afep-Medef.

Les règles de répartition appliquées sont présentées ci-après. Elles sont inchangées en 2022 par rapport à 2021. Elles ont été modifiées pour la dernière fois le 29 juillet 2019. Il est rappelé que les dirigeants mandataires sociaux ne perçoivent pas de rémunération au titre de leur participation au Conseil d'Administration.

Administrateur		Part fixe	15 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	55 000 euros (1), si 100% de présence
Comité d'Audit	Président	Part fixe	15 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	44 000 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros (1), si 100% de présence
CSIT	Président (2)	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	27 500 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 euros (1), si 100% de présence
CEEDD	Président	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 euros (1), si 100% de présence
CNRG	Président	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 euros (1), si 100% de présence

(1) Part variable augmentée de 25% pour les non-résidents européens et de 50% pour les non-résidents non-européens, en cas de participation physique aux réunions

(2) Jean-Pierre Clamadieu, Président du CSIT, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation aux travaux du Conseil et de ce comité

4.4.1.10.2 Les Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Il a été versé, au titre de l'exercice 2021, aux mandataires sociaux non dirigeants les rémunérations figurant au tableau ci-après, étant précisé que, sauf autre indication, aucune autre rémunération ne leur a été versée de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées au titre dudit exercice.

En euros	**Exercice 2021 (1)**	**Exercice 2020 (1)**
Fabrice Brégier	91 500 (2)	91 500 (2)
Patrice Durand (3)	77 775 (2)	77 775 (2)
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière (3)	75 812 (2)	74 970 (2)
Françoise Malrieu	150 500 (2)	150 500 (2)
Ross McInnes	150 500 (2)	150 500 (2)
Marie-José Nadeau	177 087 (4)	166 389 (4)
Lord Peter Ricketts of Shortlands	96 048 (4)	97 672 (4)
TOTAL	**819 222**	**809 306**

(1) La rémunération des Administrateurs due au titre d'un exercice est versée au cours de l'exercice concerné

(2) Avant déduction de la retenue à la source relative aux prélèvements fiscaux et sociaux

(3) Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, du secteur privé

(4) Avant déduction de la retenue à la source qui frappe la rémunération des Administrateurs résidant hors de France

*G G G

d'accidents mortels, etc.), la réduction des émissions de CO_2 liées à la production d'énergie en ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif 2030, un taux de féminisation de 35% des managers recrutés et une amélioration du rating ESG du Groupe. Ces quatre critères comptent pour 30% de la partie extra-financière et reçoivent chacun une pondération identique. Les autres critères extra-financiers (comptant pour 70% de cette partie), dans la mesure où ils peuvent contenir des informations sensibles d'un point de vue stratégique, seront rendus publics en 2023.

Le Conseil d'administration a entamé l'année dernière un alignement de la part incitative à long terme du Directeur Général, qui prenait la forme d'unités de performance, et celle des membres du Comex, cadres dirigeants et autres collaborateurs bénéficiaires d'actions de performance. Cette première étape d'alignement a porté sur les conditions de performance des unités de performance et des actions de performance.

Le Conseil souhaite mener cet alignement à son terme en intégrant dorénavant le Directeur Général dans le plan d'actions de performance, qui remplacerait les unités de performance dont il bénéficiait jusqu'à présent. Le nombre d'actions de performance qui seraient attribuées au Directeur Général est pour 2022 identique au nombre d'unités de performance dont il bénéficiait, soit une attribution annuelle de 120 000 actions de performance.

Ainsi la part incitative à long terme du Directeur Général prend la forme d'actions de performance soumises aux mêmes conditions de performance que celles assortissant les plans d'actions de performance en faveur de certains salariés qui font l'objet de la 27e résolution soumise à l'Assemblée Générale des Actionnaires du 21 avril 2022. Ces conditions de performance sont exclusivement quantifiables. Elles incluent au moins une condition de performance extra-financière reflétant les objectifs RSE du Groupe, en cohérence avec la raison d'être statutaire de la Société. Cette part incitative à long terme vise à inciter le dirigeant à inscrire son action dans le long terme ainsi qu'à le fidéliser et à favoriser l'alignement de ses intérêts avec l'intérêt social de l'entreprise et l'intérêt des actionnaires. Cette part ne peut, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale du dirigeant. Conformément à l'article 25.3.3 du Code Afep-Medef, le Directeur Général s'engage formellement à ne pas recourir à des mécanismes de couverture de ces actions de performance.

Il est rappelé que le Directeur Général a pour objectif de constituer un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à deux années de rémunération fixe, soit 2 000 000 euros. Jusqu'à l'atteinte de cet objectif de détention, deux tiers des actions de performance acquises par le Directeur Général demeurent incessibles. Au 31 décembre 2021, la Directrice Générale détenait 30 000 actions ENGIE acquises à titre personnel.

Les conditions de performance financières sont relatives à la croissance du résultat net récurrent part du Groupe (RNRPG) sur deux ans par rapport à un panel de référence, ci-après le "Panel" (comptant pour 25% du total des conditions de performance), à l'évolution du *Total Shareholder Return* (TSR) (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à ce même Panel (comptant pour 25%), ainsi qu'au retour sur capitaux employés (ROCE) figurant au Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) arrêté par le Conseil d'Administration (au pro forma)(comptant pour 30%).

Le Panel retenu pour l'appréciation relative de la croissance du RNRPG et du TSR est composé des sociétés EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE, chacune de ces sociétés recevant une pondération identique.

Pour l'appréciation de la condition de performance relative à la croissance du RNRPG, la croissance sera calculée comme le ratio du RNRPG des douze mois précédant le 30 juin de l'année d'échéance du plan par le RNRPG des douze mois précédant le 30 juin de la première année de mesure de la performance. Pour l'appréciation de la condition de performance relative au TSR sur trois ans (performance boursière, dividende réinvesti), afin de lisser des effets éventuels de volatilité (aubaine ou perte), le TSR sera calculé en prenant les moyennes des TSR trois ans pour ENGIE et pour les sociétés du Panel sur une durée de deux mois, se terminant au moins un mois avant la date de livraison prévue des actions de performance.

Les actions de performance seront soumises à des conditions de performance extra-financières exclusivement quantifiables (comptant ensemble pour 20% du total des conditions de performance) choisies en cohérence avec la raison d'être statutaire de la Société, à savoir les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (10%), d'augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et d'augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%). Les objectifs cibles seront ceux prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030.

Le taux de réussite relatif au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) sera égal à zéro pour un résultat inférieur à 100% de l'objectif. Pour un résultat égal à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 50%. Pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 120%. Pour un résultat supérieur à 100% et inférieur ou égal à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera progressif et linéaire entre 50% et 120%. Il est précisé qu'un résultat de 100% de l'objectif correspond à la moyenne des sociétés du Panel.

Le taux de réussite relatif à la croissance du RNRPG sera égal à zéro pour un résultat inférieur à 75% de l'objectif. Pour un résultat égal à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 80%. Pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 120%. La progression entre ces bornes est linéaire. Il est précisé qu'un résultat de 100% de l'objectif correspond à la moyenne des sociétés du Panel.

Le taux de réussite relatif au ROCE sera égal à zéro pour un résultat inférieur à 75% de l'objectif. Pour un résultat égal à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 100%. Pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 120%. La progression entre ces bornes est linéaire.

S'agissant des conditions de performance extra-financières, pour un résultat égal à l'objectif, le taux de réussite sera de 100%. Le Conseil définira avec exigence les bornes correspondant à un taux de réussite de 0% et à un taux maximum de 120% en fonction des cibles à moyen terme et de la spécificité de chacun de ces indicateurs.

La détermination des critères de performance ci-dessus procède de l'attachement du Conseil d'Administration au caractère variable de la part incitative à long terme qui rétribue la performance financière et extra-financière à moyen et long termes. Ils n'ont donc pas vocation à être revus. Toutefois, en cas de circonstances exceptionnelles (telles notamment un changement de normes comptables, un changement de périmètre significatif, la réalisation d'une opération transformante, une modification substantielle des conditions de marché ou une évolution imprévue du contexte concurrentiel), le Conseil d'Administration pourra, de manière exceptionnelle, ajuster, à la hausse ou à la baisse, les résultats sur un ou plusieurs des critères de performance assortissant la part incitative à long terme de façon à s'assurer que les résultats de l'application de ces critères reflètent bien la performance du Groupe. Cet ajustement serait effectué par le Conseil d'Administration sur proposition du CNRG et après que le Conseil d'Administration se soit assuré, d'une part, que cet ajustement vise à rétablir raisonnablement l'équilibre ou l'objectif initialement recherché, ajusté de tout ou partie de l'impact de l'événement sur la période considérée et, d'autre part, de l'alignement de l'intérêt de la Société et de ses actionnaires avec celui des bénéficiaires. Le Conseil justifierait alors en détail les ajustements qui seraient effectués, qui feront l'objet d'une communication.

Le taux de réussite global pour les Actions de Performance sera plafonné à 100%.

Le versement des éléments de rémunération variables et exceptionnels et l'attribution d'actions de performance au titre de 2022 seront conditionnés à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des actionnaires qui se tiendra en 2023.

Enfin, le Directeur Général bénéficiera d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspondra à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe. Le Directeur Général bénéficiera également du régime de retraite obligatoire (article 83 du Code général des impôts) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe.

Par ailleurs, le Directeur Général bénéficiera de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France.

Le Directeur Général, s'il est Administrateur, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

En cas de départ du Groupe, l'ancien Directeur Général sera tenu par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en douze mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ du dirigeant, renoncer à l'application de cette clause.

En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave du dirigeant mandataire social et quelle que soit la forme que revêt ce départ, le Directeur Général bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne.

Pour le surplus, l'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef sont applicables à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "année de rémunération" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée sur la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

Enfin, le Directeur Général bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.4.2 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif)

La rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) est composée d'une part fixe et d'une part variable.

L'évolution de la partie fixe de la rémunération est liée à la modification des situations spécifiques, élargissement ou changement significatif des responsabilités, repositionnements rendus nécessaires au regard de l'équité interne ou d'un décalage manifeste par rapport au marché externe.

La part variable a pour objet principal de rétribuer la contribution des dirigeants aux résultats du Groupe.

Les montants ci-dessous reprennent les parts variables payées en 2021 au titre de 2020 et payées en 2020 au titre de 2019.

La part variable versée en 2021 au titre de l'exercice 2020 est déterminée pour 65% sur des critères économiques (RNRPG, ROC, *free cash flow*, dette nette économique) et pour 35% sur des critères qualitatifs.

Tableau de synthèse des rémunérations brutes, avantages en nature inclus, des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) (1)

En euros	2021	2020
Fixe	5 171 898	5 635 333
Variable	4 476 708	7 765 000
TOTAL	**9 648 606**	**13 400 333**
Nombre de membres	16	13

(1) Les rémunérations sont calculées hors indemnités de départ et en tenant compte de la présence effective au cours de l'année considérée

Provisions de Retraites

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

4.4.3 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance (1)

4.4.3.1 Disponibilité des Actions de Performance

Les actuels articles L. 225-197-1 et L. 22-10-59 du Code de commerce imposent des restrictions à la libre disponibilité des Actions de Performance consenties aux dirigeants mandataires sociaux à l'occasion des plans d'attribution.

Conformément à ces dispositions légales, un dispositif a été mis en place prévoyant l'obligation de conserver sous forme d'actions au nominatif un certain pourcentage déterminé par le Conseil d'Administration des Actions de Performance acquises. L'objectif est qu'au bout d'un certain temps, les dirigeants mandataires sociaux, et plus largement les membres du Comité Exécutif, détiennent un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à une fraction de leur rémunération.

Le Conseil d'Administration du 1er mars 2017, sur recommandation du CNRG, a actualisé comme suit le dispositif préexistant :

- objectif fixé : constituer un portefeuille d'actions équivalent à deux années de rémunération fixe pour la Directrice Générale et à 1,5 année pour les autres membres du Comité Exécutif. Cet objectif est fixé en nombre d'actions pour chaque intéressé, ce nombre étant calculé sur la base de la rémunération fixe annuelle en vigueur au 1er janvier de l'exercice considéré et sur la moyenne des cours de bourse de l'exercice qui précède ;
- jusqu'à l'atteinte de l'objectif : conservation de 2/3 des Actions de Performance acquises et, pour la Directrice Générale, s'agissant des plans d'unité de performance, réinvestissement en actions ENGIE de 2/3 du produit de l'exercice des UP net d'impôt et de prélèvements sociaux.

4.4.3.2 Plans d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance mis en œuvre durant l'exercice 2021

Autorisation de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE 20 mai 2021 a décidé, dans sa 19e résolution, d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur de certains salariés et/ou mandataires sociaux des sociétés du Groupe (à l'exception des mandataires sociaux de la Société) dans la limite de 0,75% du capital de la Société au jour de la décision d'attribution, avec un sous-plafond annuel de 0,25% de ce même capital social. Par ailleurs, il est précisé qu'il n'était pas demandé à l'Assemblée Générale une autorisation de consentir des stock-options.

Plan d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2020 (Conseil du 25 février 2021)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 25 février 2021, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs dans l'activité *Trading*, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRDIII et CRDIV, relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers et avec l'arrêté du 13 décembre 2010. Les principales caractéristiques de ce plan, ainsi que des autres plans attribués au titre de 2018, figurent en pages 165 et suivantes du Document d'enregistrement universel 2019 déposé auprès de l'AMF le 18 mars 2020.

Plans d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2021 (Conseils du 16 décembre 2021 et du 14 février 2022)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 16 décembre 2021 a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021, de mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites, dites Actions de Performance, en faveur de certains membres du personnel d'ENGIE et de ses filiales (hors dirigeants mandataires sociaux d'ENGIE). Le Conseil d'Administration a décidé de maintenir un nombre significatif de bénéficiaires. Ce plan vise à reconnaître les collaborateurs fortement contributeurs à l'exécution de la feuille de route stratégique, à fidéliser et à renforcer l'engagement des Talents et à offrir des rémunérations compétitives pour les dirigeants. Il s'agit d'un plan d'actions existantes sans effet dilutif pour les actionnaires.

(1) Il est rappelé que depuis le 9 novembre 2017, il n'existe plus de stock-options ENGIE

Les principales caractéristiques de ce plan, portant sur 5 029 075 titres en faveur de 6 951 personnes, sont les suivantes :

Période d'acquisition	**Du 16/12/2021 au 14/03/2025 (2026 pour les principaux dirigeants hors France)**
Condition de présence *(contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle)*	Au 14/03/2025 (2026 pour les principaux dirigeants hors France)
Date d'acquisition définitive	15/03/2025 (2026 pour les principaux dirigeants hors France)
Période de conservation *(obligatoire, sauf décès et invalidité)*	Pas de période de conservation (sauf pour les principaux dirigeants en France, pour qui la période de conservation court du 15/03/2024 au 14/03/2025), pas de conservation si acquisition en 2026
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2025, et pour les principaux dirigeants à partir du 15/03/2026
Conditions de performance	À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une quadruple condition pour tous : a) Pour 25% sur le RNRPG (Résultat Net Récurrent part du Groupe) calculé comme le rapport entre la croissance du Groupe et la croissance moyenne du Panel [(1)], et b) Pour 30% sur le ROCE (Retour sur Capitaux Engagés) de l'exercice 2024 par rapport au budget de ROCE cible, c) Pour 25% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE sur trois ans par rapport à celui d'un panel [(1)] sur une durée de deux mois se terminant au moins un mois avant le 15 mars 2025, d) Pour 20% sur les conditions de performance extra-financières : • d'émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (10%) ; • d'augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) ; • d'augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%). Pour l'appréciation des conditions de performance les pentes sont les suivantes : • pour un résultat inférieur à 75%, le taux de réussite sera égal à 0% ; • pour un résultat égal à 100%, le taux de réussite sera égal à : – 50% pour la condition relative au TSR, – 80% pour la condition relative au RNRPG, – 100% pour les conditions relatives au ROCE et conditions extra-financières. • pour un résultat égal ou supérieur à 120%, le taux de réussite sera égal à 120%. La progression entre ces bornes est linéaire. La moyenne arithmétique des trois taux de réussite en a), b), c) et d) ci-dessus représente la proportion des actions qui sera définitivement acquise. Le taux de réussite global sera plafonné à 100%. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions de performance attribuées aux dirigeants du Groupe et au-delà de la première tranche de 150 actions de tous autres bénéficiaires.

(1) Le "Panel" désigne le panel de sociétés composé des sociétés EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE (chacune de ces sociétés recevant une pondération identique)

Par ailleurs, le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 14 février 2022 a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs de l'activité *Trading*, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRDIII et CRDIV, relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers, et avec l'arrêté du 13 décembre 2010.

L'attribution a concerné 130 personnes au sein de l'activité *Trading*, pour un nombre total de 448 027 Actions de Performance ENGIE. Les conditions générales fixées par le Conseil d'Administration sont les suivantes :

Période d'acquisition	**Du 14/02/2022 au 14/03/2024 pour environ la moitié des titres** **Du 14/02/2022 au 14/03/2025 pour les titres restants**
Condition de présence *(Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle)*	Au 14/03/2024 pour environ la moitié des titres Au 14/03/2025 pour les titres restants
Date d'acquisition définitive	Le 15/03/2024 pour environ la moitié des titres Le 15/03/2025 pour les titres restants
Période de conservation	Pas de période de conservation
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2024 pour environ la moitié des titres À partir du 15/03/2025 pour les titres restants
Conditions de performance	Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité *Trading* pour l'exercice 2023 pour environ la moitié des titres Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité *Trading* pour l'exercice 2024 pour les titres restants

4.4.4 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur

4.4.4.1 Actions de Performance ENGIE attribuées par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du Groupe ENGIE durant l'exercice 2021 à chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE

Néant

4.4.4.2 Actions de Performance ENGIE devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE durant l'exercice 2021

Néant

4.4.4.3 Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance ENGIE

	2016	2017		2018	
Au titre de l'année :	**Plan 2016**	**Plan 2017**	**Plan Traders 2017**	**Plan 2018**	**Plan Traders 2018**
Date de l'AG d'autorisation	03/05/2016	12/05/2017	12/05/2017	18/05/2018	18/05/2018
Date du CA de décision	14/12/2016	13/12/2017	07/03/2018	11/12/2018	27/02/2019
Valeur de l'action en euros (1)	8,44	11,64	10,79	9,36	11,41
Début de la période d'acquisition (2)	14/12/2016	13/12/2017	01/03/2018	11/12/2018	27/02/2019
Fin de la période d'acquisition	14/03/2020 (4)	14/03/2021 (8)	14/03/2020 (3) 14/03/2021 (3)	14/03/2022 (13)	14/03/2021 (3) 14/03/2022 (3)
Début de la période de conservation	néant (5)	néant (9)	néant	néant (14)	néant
Fin de la période de conservation	néant (6)	néant (10)	néant	néant (15)	néant
Conditions associées	(7)	(11)	(12)	(16)	(17)
Droits en acquisition au 31/12/2020	120 007	4 885 500	59 991	4 810 290	164 114
Actions acquises du 01/01/2021 au 31/12/2021	120 007	3 088 159	59 991	7 400	81 561
Droits annulés du 01/01/2021 au 31/12/2021	-	1 722 371	-	152 700	14 155
Solde des droits au 31/12/2021	-	74 970	-	4 650 190	68 398

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés)
(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition
(3) Pour la moitié des titres
(4) Pour tous les bénéficiaires, à l'exception des principaux dirigeants en dehors de la France et de la Belgique pour qui la période d'acquisition se termine le 14/03/2021, sans période de conservation
(5) Pour tous les bénéficiaires, à l'exception des principaux dirigeants en dehors de la France et de la Belgique pour qui la période d'acquisition se termine le 14/03/2021, sans période de conservation
(6) Pour les principaux dirigeants en France et en Belgique une période de conservation du 15/03/2020 au 14/03/2021 inclus s'applique
(7) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2018 et 2019, 1/3 sur le ROCE des exercices 2018 et 2019, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel
(8) 14/03/2022 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique
(9) 15/03/2021 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(10) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(11) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2019 et 2020, 1/3 sur le ROCE des exercices 2019 et 2020, et 1/3% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux principaux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(12) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2019 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2020 pour 50%
(13) 14/03/2023 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique
(14) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(15) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(16) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2020 et 2021, 1/3 sur le ROCE des exercices 2020 et 2021, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(17) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2020 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2021 pour 50%

	2019		2020		2021	
Au titre de l'année :	**Plan 2019**	**Plan Traders 2019**	**Plan 2020**	**Plan Traders 2020**	**Plan 2021**	**Plan Traders 2021**
Date de l'AG d'autorisation	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018	20/05/2021	20/05/2021
Date du CA de décision	17/12/2019	26/02/2020	17/12/2020	25/02/2021	16/12/2021	14/02/2022
Valeur de l'action *(en euros)* (1)	11,59	13,61	9,93	10,9	9,28	12,13
Début de la période d'acquisition (2)	17/12/2019	26/02/2020	17/12/2020	25/02/2021	16/12/2021	14/02/2022
Fin de la période d'acquisition	14/03/2023 (4)	14/03/2022 (3) 14/03/2023 (3)	14/03/2024 (9)	14/03/2023 (3) 14/03/2024 (3)	14/03/2025 (14)	14/03/2024 (3) 14/03/2025 (3)
Début de la période de conservation	néant (5)	néant	néant (10)	néant	néant (15)	néant
Fin de la période de conservation	néant (6)	néant	néant (11)	néant	néant (16)	néant
Conditions associées	(7)	(8)	(12)	(13)	(17)	(18)
Droits en acquisition au 31/12/2020	5 062 615	272 530	5 072 390	301 735	néant	néant
Actions acquises du 01/01/2021 au 31/12/2021	7 025	15 802	1 500	-	néant	néant
Droits annulés du 01/01/2021 au 31/12/2021	120 350	0	165 055	1 683	néant	néant
Solde des droits au 31/12/2021	4 935 240	256 728	4 905 835	300 052	5 029 075	néant

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés)
(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition
(3) Pour la moitié des titres
(4) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants hors de France et en Belgique
(5) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(6) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(7) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2021 et 2022, 1/3 sur le ROCE des exercices 2021 et 2022, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(8) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2021 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2022 pour 50%
(9) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants hors de France
(10) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants en France
(11) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants en France
(12) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2022 et 2023, 1/3 sur le ROCE des exercices 2022 et 2023, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du panel. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(13) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2022 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2023 pour 50%
(14) 15/03/2026 pour les principaux dirigeants hors de France
(15) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants en France
(16) 15/03/2026 pour les principaux dirigeants en France
(17) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une quadruple condition pour tous : 30% ROCE 2024 par rapport à ROCE cible, 25% performance du TSR par rapport au Panel, 25% croissance RNRPG ENGIE par rapport au Panel, 20% conditions extra-financières portant sur la RSE (émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (10%), augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%)). Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(18) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2023 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2024 pour 50%

4.4.4.4 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par les dirigeants mandataires sociaux au 31 décembre 2021

Néant

4.4.5 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2021 par ENGIE et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des actions ENGIE, aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés

Nombre total d'actions attribuées	Valeur de l'action [1] *(en euros)*	Société émettrice	Plan
555 000	9,28	ENGIE	17/12/2021

(1) Valeur moyenne pondérée, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés

4.4.6 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2021

	Date de la transaction	Type de la transaction	Instrument financier	Quantité	Prix unitaire *(en euros)*	Prix de l'opération *(en euros)*
Jean-Pierre Clamadieu	02/08/2021	Acquisition	Actions	10 000	11,3467	113 467
Catherine MacGregor	01/03/2021	Acquisition	Actions	15 000	12,3050	184 575
	02/08/2021	Acquisition	Actions	15 000	11,3123	169 684,50
Paulo Almirante	15/03/2021	Acquisition	Actions	33 335 [1]	[3]	[3]
Sébastien Arbola	15/03/2021	Acquisition	Actions	8 867 [1]	[3]	[3]
				8 925 [2]	[3]	[3]
Frank Demaille	15/03/2021	Acquisition	Actions	8 925 [2]	[3]	[3]
	04/08/2021	Acquisition	Actions	2 500	11,6060	29 015
	03/11/2021	Cession	Actions	2 600	12,4640	32 406,40
Judith Hartmann	15/03/2021	Acquisition	Actions	29 750 [2]	[3]	[3]
Yves Le Gélard	15/03/2021	Acquisition	Actions	35 700 [2]	[3]	[3]
Cécile Prévieu	15/03/2021	Acquisition	Actions	8 330 [2]	[3]	[3]
Claire Waysand	02/08/2021	Acquisition	Actions	5 000	11,3580	56 790

(1) Acquisition d'actions de performance attribuées au titre de l'exercice 2016
(2) Acquisition d'actions de performance attribuées au titre de l'exercice 2017
(3) Dès lors que les actions de performance sont acquises, leur valeur brute est corrélée au cours de bourse de l'action d'ENGIE étant précisé qu'au 15 mars 2021, le cours de bourse de l'action d'ENGIE s'élevait à 12,21 euros

4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise

Pour prévenir les situations de conflits d'intérêts au sein des sociétés anonymes, le Code de commerce prévoit une procédure d'autorisation et de contrôle des conventions entre la Société et ses mandataires sociaux ou ses actionnaires significatifs.

Il en est de même des conventions conclues avec une autre société avec qui elle a des mandataires sociaux communs.

Cette procédure d'autorisation et de contrôle des conventions réglementées est organisée en cinq phases :

- information du Conseil d'Administration ;
- autorisation préalable de toute conclusion, modification, renouvellement et résiliation d'une convention réglementée par le Conseil d'Administration ;
- information des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées autorisées au cours de l'exercice et sur celles déjà autorisées et dont l'effet perdure dans le temps ;
- rapport spécial des Commissaires aux comptes ; et
- consultation de l'Assemblée Générale Ordinaire. Après avoir pris connaissance du rapport spécial des Commissaires aux comptes, l'Assemblée approuve ou désapprouve les conventions.

Sans être formellement soumises à cette procédure, les conventions déjà autorisées et dont l'exécution se poursuit, font l'objet d'un examen annuel par le Conseil.

Leur existence et leurs conséquences sont rappelées dans le rapport présenté par les Commissaires aux comptes à l'Assemblée Générale.

4.5.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales

Conformément aux dispositions législatives et sur recommandation du Comité d'Audit, le Conseil d'Administration a adopté le 17 décembre 2019 une procédure permettant d'évaluer si les conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales par la Société remplissent bien ces conditions

(www.engie..com/documentsutiles)

Un comité interne au sein du Secrétariat Général d'ENGIE, informé de tout projet de convention susceptible d'être qualifié de convention réglementée ou de convention courante, a pour mission d'analyser les caractéristiques de ladite convention et ainsi de la soumettre soit à la procédure d'autorisation et de contrôle prévue pour les conventions réglementées, soit de la qualifier de convention portant sur des opérations courantes conclues à des conditions normales.

Cette procédure prévoit également un suivi sous forme d'information annuelle sur sa mise en œuvre au Comité d'Audit et au Conseil d'Administration. Dans le respect de la réglementation, il est aussi rappelé que les personnes directement ou indirectement intéressées à l'une desdites conventions ne participent ni aux débats ni aux votes relatifs à leur évaluation et leur adoption.

4.5.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées

Le rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées visées aux articles L. 225-38 et suivants du Code de commerce au titre de l'exercice 2021 figure à la Section 4.7 du présent chapitre.

Le détail des opérations avec les parties liées telles que visées par les normes adoptées conformément au Règlement européen (CE) 1606/2002, figure à la Note 22 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

4.5.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de contrat de service liant les membres des organes d'administration ou de direction à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales, prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.5.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations

Les actionnaires de la Société ont consenti au Conseil d'Administration les délégations de compétence et autorisations en matière financière ci-après :

Autorisations données par l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
19e	Émissions d'actions et/ou de valeurs mobilières avec maintien du DPS(1) *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (13e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions(2)(3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
20e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du DPS(1) *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (14e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions(2)(3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
21e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du DPS(1) dans le cadre d'une offre visée à l'article L.411-2 du Code monétaire et financier *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (15e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions(2)(3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
22e	Augmentation du montant des augmentations de capital (*green-shoe*) réalisées en applications des 19e, 20e et 21e résolutions *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (16e résolution)	Maximum de **15 %** de l'émission initiale(2)(3)	Néant	Intégralité de l'autorisation
23e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières en rémunération d'apports de titres consentis à la Société dans la limite de 10 % du capital social *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (17e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions(2)(3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
26e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions auto-détenues	**26 mois jusqu'au 13 juillet 2022** Met fin aux délégations données par l'AGM du 18 mai 2018 (25e résolution)	10% du capital par période de 24 mois	Néant	Intégralité de l'autorisation

(1) DPS : Droit Préférentiel de Souscription
(2) Montants communs aux émissions de valeurs mobilières décidées au titre des 19e, 20e, 21e, 22e, 23e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020
(3) Plafond commun fixé par la 24e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020, aux 19e, 20e, 21e, 22e et 23e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020 : 265 millions d'euros

Autorisations données par l'Assemblée Générale Mixte du 20 mai 2021

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
5e	Autorisation d'opérer en bourse sur les actions de la Société	**18 mois jusqu'au 19 novembre 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14 mai 2020 (6e résolution)	Prix maximum d'achat : **30 euros** Détention maximum : **10%** du capital Montant cumulé des acquisitions : **7,3** milliards d'euros ***Non utilisable en période d'offre publique visant la société***	Détention au 31 décembre 2021 de 0,62% du capital social	Reste 9,38% du capital
16e	Augmentation de capital social réservée aux salariés adhérents de plans d'épargne d'entreprise du groupe ENGIE	**26 mois jusqu'au 19 juillet 2023** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14 mai 2020 (27e résolution)	**2%** du capital le jour de la mise en œuvre de la délégation. **Montant commun avec la 17e résolution de l'AGM du 20 mai 2021**	Néant	Intégralité de l'autorisation
17e	Augmentation de capital réservée à toutes entités constituées dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du groupe ENGIE	**18 mois jusqu'au 19 novembre 2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14 mai 2020 (28e résolution)	**0,5%** du capital social le jour de la mise en œuvre de la délégation, **montant s'imputant sur le plafond de 2% visé à la 16e résolution de l'AGM du 20 mai 2020** (1)(2)	Néant	Intégralité de l'autorisation
18e	Autorisation à donner au Conseil d'Administration à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur, d'une part, de l'ensemble des salariés et mandataires sociaux des sociétés du groupe ENGIE (à l'exception des mandataires sociaux de la société ENGIE) et, d'autre part, des salariés participant à un plan d'actionnariat salarié international du groupe ENGIE (Plans Monde)	**38 mois jusqu'au 19 juillet 2024** Met fin, à hauteur de la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (28e résolution)	**0,75%** du capital social, (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social), **plafond commun aux 18e et 19e résolutions de l'AGM du 20 mai 2021**	Néant	Intégralité de l'autorisation
19e	Autorisation à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur de certains salariés et mandataires sociaux des sociétés du groupe ENGIE à l'exception des mandataires sociaux de la société ENGIE (Plans Discrétionnaires)	**38 mois jusqu'au 19 juillet 2024** Met fin, à hauteur de la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 18 mai 2018 (29e résolution)	**0,75**% du capital social (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social), **plafond commun aux 18e et 19e résolutions de l'AGM 20 mai** (3)	Attribution le 16 décembre 2021 de 5 029 075 actions de performance soit 0,21% % du capital au 31 décembre 2021, et le 14 février 2022 de 448 027 actions de performance, soit une attribution totale de 0,22 % du capital au 14 février 2022	0,1% du capital

(1) Le montant nominal maximal global des émissions décidées en vertu des 16e et 17e résolutions est fixé à 265 millions d'euros par la 24e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020
(2) Le montant nominal des émissions décidées au titre de la 17e résolution s'impute sur le plafond de 2% du capital de la 16e résolution
(3) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 20 mai 2021, pour les attributions décidées au titre des 18e et 19e résolutions

4.5.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales

Convocation aux assemblées (articles 20, 21 et 22 des statuts)

Les Assemblées Générales Ordinaires et Extraordinaires et, le cas échéant, les Assemblées Spéciales sont convoquées, se réunissent et délibèrent dans les conditions prévues par la loi. L'ordre du jour des assemblées est arrêté par l'auteur de la convocation ; toutefois, un ou plusieurs actionnaires peuvent, dans les conditions prévues par la loi, requérir l'inscription à l'ordre du jour de projets de résolutions.

L'assemblée se réunit au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

Les assemblées sont présidées par le Président du Conseil d'Administration ou, en son absence, par le Vice-Président du Conseil d'Administration, un Directeur Général Délégué s'il est lui-même Administrateur ou en l'absence de celui-ci, par un Administrateur spécialement délégué à cet effet par le Conseil. À défaut, l'assemblée élit elle-même son Président.

Les fonctions de scrutateurs sont remplies par les deux membres de l'assemblée présents et acceptant cette fonction disposant du plus grand nombre de voix. Le bureau désigne le secrétaire, lequel peut être choisi en dehors des actionnaires.

Il est tenu une feuille de présence dans les conditions prévues par la loi. Les procès-verbaux des assemblées sont établis et leurs copies sont délivrées et certifiées dans les conditions prévues par la loi.

Participation aux assemblées (article 20 des statuts)

Tout actionnaire a le droit d'assister aux assemblées à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles.

Le droit de participer aux assemblées ou de s'y faire représenter est subordonné à l'enregistrement comptable des titres au nom de l'actionnaire au deuxième jour ouvré précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Le Conseil d'Administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes pour l'accès à l'Assemblée Générale.

Si le Conseil d'Administration le décide au moment de la convocation de l'assemblée, les actionnaires pourront participer à l'assemblée par visioconférence ou par tous moyens de télécommunication ou télétransmission, y compris internet, permettant leur identification dans les conditions et suivant les modalités fixées par la réglementation en vigueur. Le cas échéant, cette décision est communiquée dans l'avis de réunion publié au *Bulletin des annonces légales obligatoires* (BALO).

Droit de vote (articles 10, 11, 12 et 20 des statuts)

Sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles. Depuis le 2 avril 2016, conformément à l'article L. 22-10-46 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double (voir Section 5.1.1.3 "Droits de vote").

Les actions sont indivisibles à l'égard de la Société. Lorsque les actions sont l'objet d'un usufruit, les droits de vote attachés à ces actions appartiennent à l'usufruitier dans les Assemblées Générales Ordinaires et au nu-propriétaire dans les Assemblées Générales Extraordinaires.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à la condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions ou droits nécessaires.

Tout actionnaire peut se faire représenter dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements dans toutes les assemblées. Les propriétaires de titres mentionnés au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues par la loi, par un intermédiaire inscrit. Tout actionnaire peut voter par correspondance dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements. Les actionnaires peuvent, dans les conditions fixées par les lois et règlements, adresser leur formule de procuration et de vote par correspondance, soit sous forme papier, soit, sur décision du Conseil d'Administration publiée dans l'avis de réunion et l'avis de convocation, par télétransmission.

Dividendes (article 26.2 des statuts)

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice, bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10% du dividende versé aux autres actions. Cette majoration est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social.

Action spécifique (article 6 des statuts)

Conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015, le capital social comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie (voir Section 5.4.4 "Action spécifique").

Modification des droits attachés aux actions

Sauf dans les cas où la loi en dispose autrement, les droits attachés aux actions de la Société ne peuvent être modifiés que par l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires, sous réserve des dispositions particulières afférentes à l'action spécifique de l'État prévues à l'article 6 des statuts (se référer également à la Section 5.4.4 "Action spécifique").

Conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables, qui définissent les droits attachés aux actions ENGIE, toute modification des statuts doit être approuvée à la majorité des deux tiers lors de l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires. Toute augmentation des engagements des actionnaires doit être décidée à l'unanimité des actionnaires.

4.5.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE

Conformément à l'article L. 22-10-11 du Code de commerce, les éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange sont précisés aux Sections 3.4.5 "Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié", 4.1 "Organes d'administration", 4.1.2 "Fonctionnement du Conseil d'Administration", 4.4 "Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction", 4.5.4 "Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations", 4.5.5 "Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales", 5.4.2 "Répartition du capital", 5.4.3 "Franchissement de seuils légaux", 5.4.4 "Action spécifique" et 7.1 "Informations générales concernant ENGIE et ses statuts".

4.5.7 Mandats des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Société représentée par MM. Patrick Suissa et Nadia Laadouli.

6, place de la Pyramide, 92908 Paris-La Défense Cedex

Deloitte & Associés, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 16 juillet 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 14 mai 2020 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2026 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Ernst & Young et Autres

Société représentée par MM. Charles-Emmanuel Chosson et Guillaume Rouger.

1/2, place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris La Défense 1

Ernst & Young et Autres, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 19 mai 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 14 mai 2020 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2026 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Antérieurement, le cabinet Ernst & Young Audit était Commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

4.6 Code de gouvernement d'entreprise

ENGIE poursuit son attachement à l'application des règles en matière de gouvernement d'entreprise, en se référant au Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées de l'Afep-Medef, actualisé en janvier 2020.

À la date du présent Document, l'ensemble des dispositions de ce Code sont appliquées par la Société.

4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées

Assemblée Générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société, des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'Assemblée Générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie Nationale des Commissaires aux Comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

A. Conventions soumises à l'approbation de l'assemblée générale

Conventions autorisées et conclues au cours de l'exercice écoulé

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention autorisée et conclue au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'Assemblée Générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

B. Conventions déjà approuvées par l'Assemblée Générale

B.1. Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'Assemblée Générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

Avec M. Clamadieu, Président du Conseil d'Administration d'ENGIE

a) *Nature, objet et modalités : Couverture de prévoyance*

Le Conseil d'Administration du 19 juin 2018 a décidé d'accorder au Président du Conseil d'Administration un contrat de couverture de prévoyance équivalente à celle de tous les cadres dirigeants d'ENGIE en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par ENGIE. Ce contrat assure une garantie décès et une garantie arrêt de travail.

b) *Nature, objet et modalités : Couverture de frais de santé*

Le Conseil d'Administration du 11 décembre 2018 a décidé d'accorder au Président du Conseil d'Administration un contrat de couverture de frais de santé équivalente à celle de tous les cadres dirigeants d'ENGIE en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par ENGIE. Ce contrat assure les postes standards de garanties en matière de remboursement de frais de santé pour l'assuré et ses bénéficiaires.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Patrick E. Suissa	Nadia Laadouli	Charles-Emmanuel Chosson	Guillaume Rouger



5

- E E E E

5.1 Informations sur le capital 186

5.1.1 Capital social et droits de vote 186

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital 186

5.1.3 Évolutions du capital au cours des cinq derniers exercices 187

5.1.4 Rachat d'actions 187

5.2 Titres non représentatifs du capital 188

5.2.1 Titres super-subordonnés 188

5.2.2 Programme *Euro Medium Term Note* (EMTN) 189

5.2.3 Emprunts obligataires 189

5.3 Obligations vertes 189

5.3.1 Description de l'obligation 189

5.3.2 Projets et critères d'éligibilité 190

5.3.3 Projets Éligibles Verts 191

5.3.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes d'ENGIE SA sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2020, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires Green Bond des 21 juin 2019, 24 octobre 2019, 27 mars 2020 et 30 novembre 2020 197

5.4 Actionnariat 199

5.4.1 Cotation boursière 199

5.4.2 Répartition du capital 199

5.4.3 Franchissement de seuils légaux 200

5.4.4 Action spécifique 200

5.4.5 Politique de distribution des dividendes 201

5.5 Calendrier des communications financières 201



5.1 Informations sur le capital

5.1.1 Capital social et droits de vote

5.1.1.1 Capital social

Les actions ENGIE sont cotées en bourse sur le compartiment A d'Euronext Paris et Euronext Bruxelles sous le code ISIN FR0010208488 et le code mnémonique ENGI. L'action ENGIE fait partie de l'indice CAC 40, principal indice publié par Euronext Paris et est éligible au Service du Règlement Différé (SRD). ENGIE est également présent dans les indices suivants : STOXX Europe 600, Euro STOXX, STOXX Europe 600 Utilities, MSCI Euro, SBF 120, MSCI Pan Euro, Euro STOXX Utilities.

Au 31 décembre 2021, le capital social d'ENGIE s'établit à 2 435 285 011 euros, divisé en 2 435 285 011 actions entièrement libérées d'un euro de nominal chacune.

5.1.1.2 Nantissement, garanties et sûretés

Nantissement des actifs

Le pourcentage des actions nanties est non significatif.

Autres nantissements

En millions d'euros	Valeur totale	2022	2023	2024	2025	2026	De 2027 à 2031	> 2031	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	115	113	0	0	-	-	-	2	6 784	1,7%
Immobilisations corporelles	1 373	52	14	11	5	1	4	1 285	51 079	2,7%
Titres de participation	3 510	359	1	265	-	-	558	2 326	11 326	31,0%
Comptes bancaires	371	261	24	48	8	2	25	4	13 890	2,7%
Autres actifs	405	0	0	343	0	-	9	53	61 491	0,7%
TOTAL	**5 774**	**786**	**39**	**667**	**13**	**4**	**596**	**3 669**	**144 571**	**4,0%**

Remarque : le total du nantissement sur titres peut porter sur des titres consolidés dont la valeur est nulle dans le bilan consolidé (élimination de ces titres par la consolidation).

5.1.1.3 Droits de vote

Chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles.

Toutefois, conformément à l'article L. 22-10-46 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double.

Au 31 décembre 2021, la Société comptait 2 435 285 011 actions correspondant à 3 185 164 184 droits de vote théoriques.

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie tel que modifié par la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019, l'État doit détenir au moins une action au capital de la Société.

Par ailleurs, conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique (pour plus d'information se référer à la Section 5.4.4 "Action spécifique").

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital

Au 31 décembre 2021, il n'existe aucune option, aucun titre ou droit donnant accès directement ou indirectement au capital d'ENGIE.

5.1.3 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices

Date	Événement	Nominal *(en euros)*	Prime *(en euros)*	Capital *(en euros)*	Nombre d'actions	Valeur nominale par action *(en euro)*
02/08/2018	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 4 813 039 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe (Link 2018)	4 813 039	47 745 346,88	2 440 098 050	2 440 098 050	1,00
02/08/2018	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 1 223 127 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée à toute entité ayant pour objet exclusif de souscrire, détenir et céder des actions ENGIE dans le cadre du plan d'actionnariat salarié international (Link 2018)	1 223 127	12 133 419,84	2 441 321 177	2 441 321 177	1,00
02/08/2018	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 6 036 166 actions auto détenues	6 036 166	-	2 435 285 011	2 435 285 011	1,00

5.1.4 Rachat d'actions

5.1.4.1 Actions propres

L'Assemblée Générale Mixte du 21 mai 2020, dans sa 6e résolution, a autorisé la Société à opérer sur ses propres actions en vue de la gestion de ses fonds propres dans les conditions fixées par les conditions légales et réglementaires applicables.

Conditions d'achat :

- prix d'achat maximum unitaire autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition) ;
- nombre maximum d'actions pouvant être achetées pendant la durée du programme : 10% du capital social ;
- montant maximum cumulé des acquisitions, net de frais : 7,3 milliards d'euros.

Un contrat de liquidité d'un an, renouvelable par tacite reconduction, d'un montant initial de 55 millions d'euros a été conclu le 2 mai 2006 sur Euronext Paris avec Rothschild et Cie Banque. Le montant de ce contrat a été porté à 150 millions d'euros le 22 juillet 2008.

Un nouveau contrat a été signé le 24 janvier 2019, pour se mettre en conformité avec la décision du 2 juillet 2018 de l'AMF fixant le montant maximum du contrat à 50 millions d'euros, à compter du 1er janvier 2019.

Ce contrat a notamment pour objet de réduire la volatilité de l'action ENGIE et donc le risque perçu par les investisseurs. Il est conforme à la Charte de déontologie établie par l'Association française des entreprises d'investissement. Ce contrat a poursuivi ses effets en 2021.

Entre le 1er janvier et le 31 décembre 2021, la Société a acquis 11 986 865 actions pour une valeur globale de 146,8 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 12,25 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 11 986 865 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 146,8 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 12,25 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 31 décembre 2021, ENGIE n'a pas acquis d'actions en couverture du plan d'actionnariat salarié.

Entre le 1er janvier et le 28 février 2022, ENGIE a acquis 2 029 622 actions pour une valeur globale de 28 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,80 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 2 029 622 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 28 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,80 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 28 février 2022, ENGIE n'a pas acquis d'actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

Au 28 février 2022, la Société détenait 0,62% de son capital, soit 15 082 849 actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

5.1.4.2 Descriptif du programme de rachat d'actions propres soumis à l'Assemblée Générale des actionnaires du 21 avril 2022

Le présent descriptif du programme a pour objet, en application des articles 241-1 à 241-7 du Règlement général de l'AMF, de décrire les objectifs et les modalités du programme de rachat par ENGIE de ses propres actions qui sera soumis à l'Assemblée Générale des actionnaires convoquée le 21 avril 2022.

A. Principales caractéristiques du programme

Les principales caractéristiques potentielles de ce programme sont précisées ci-après :

- titres concernés : actions cotées sur l'Eurolist – SRD à la bourse de Paris, ou Eurolist à la bourse de Bruxelles ;
- pourcentage de rachat maximum autorisé par l'Assemblée Générale : 10% du capital social ;
- prix d'achat unitaire maximum autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition).

B. Objectifs du programme de rachat

Les objectifs poursuivis par ENGIE dans le cadre de ce programme de rachat d'actions sont présentés ci-après :

- l'animation du cours par un prestataire de services d'investissements dans le cadre de contrats de liquidité ;
- l'annulation ultérieure des actions rachetées dans le cadre d'une réduction de capital qui serait décidée ou autorisée par l'Assemblée Générale Extraordinaire ;
- leur attribution ou leur cession à des salariés ou anciens salariés ou à des mandataires sociaux ou anciens mandataires sociaux du Groupe ;
- la mise en œuvre de plans d'options d'actions, d'attribution gratuite d'actions existantes ou de plans d'actionnariat salarié mis en place dans le cadre de plans d'épargne salariale ;
- leur attribution ou leur cession à toutes entités permettant la mise en œuvre d'un plan d'actionnariat salarié international ;
- leur conservation et leur remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opération de croissance externe, dans la limite de 5% du capital social ;
- la couverture de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution d'actions de la Société par remise d'actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant droit par remboursement, conversion, échanges, présentation d'un bon ou de toute autre manière à l'attribution d'actions de la Société ;
- la mise en œuvre de toute pratique de marché admise ou qui viendrait à être admise par les autorités de marché.

C. Modalités

Part maximale du capital pouvant être acquise et montant maximal payable par ENGIE

La part maximale du capital acquise par ENGIE ne pourra dépasser 10% du capital de la Société estimé à la date de l'Assemblée Générale, soit 243,5 millions d'actions environ, pour un montant maximal théorique de 7,3 milliards d'euros. ENGIE se réserve la faculté d'utiliser l'intégralité du programme autorisé.

ENGIE détenait directement, au 11 février 2022, 15 082 849 actions, soit 0,62% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 228,4 millions d'actions, représentant 9,38% du capital, soit un montant maximum de 6,6 milliards d'euros.

Durée du programme de rachat

Le programme de rachat pourra être réalisé pour une durée de 18 mois à compter de la date de la tenue de l'Assemblée Générale, soit jusqu'au 20 octobre 2023.

5.1.4.3 Valeur comptable et valeur nominale

La valeur comptable et la valeur nominale des actions détenues par ENGIE elle-même ou en son nom, ou par ses filiales sont indiquées respectivement à la Note 7 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux" et à la Section 5.1.3. "Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices".

5.2 Titres non représentatifs du capital

5.2.1 Titres super-subordonnés

Le 2 juillet 2021, ENGIE a procédé à l'émission d'un nouvel emprunt de 750 millions d'euros sous forme de titres super-subordonnés à durée indéterminée (voir également Section 5.3). Au même moment, ENGIE a racheté sur les marchés des titres super-subordonnés en cours pour un montant nominal de 532,6 millions d'euros (149,1 millions de l'obligation FR0011942283, et 383,5 millions de l'obligation FR0013310505). En outre, le 10 juillet 2021, ENGIE a procédé au remboursement optionnel de l'encours de 363,4 millions d'euros de titres super-subordonnés à durée indéterminée, coupon 4,750%, placés le 10 juillet 2013 (FR0011531730). Ces opérations combinées ont permis d'allonger la durée de vie du stock de titres super-subordonnés dans des conditions de marché très favorables.

Suite à ces opérations, l'encours des titres super-subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe s'établit au 31 décembre 2021 comme suit :

Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Première option de remboursement	Montant en cours *(en millions d'euros)*	Place de cotation	Code ISIN
EUR	3,875%	02/06/2014	Perpétuelle	02/06/2024	392,9	Paris	FR0011942283
EUR	1,375%	16/01/2018	Perpétuelle	16/04/2023	274,2	Paris	FR0013310505
EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle	28/02/2025	1 000,0	Paris	FR0013398229
EUR	1,625%	08/07/2019	Perpétuelle	08/07/2025	500,0	Dublin	FR0013431244
EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle	30/11/2028	850,0	Paris	FR0014000RR2
EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle	02/07/2031	750,0	Paris	FR00140046Y4

L'ensemble de ces titres bénéficient d'un rating Baa3 par Moody's, BBB- par Standard & Poor's et BBB par Fitch.

Conformément aux dispositions d'IAS 32, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe (voir Note 19.2.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

5.2.2 Programme *Euro Medium Term Note* (EMTN)

ENGIE dispose d'un programme d'*Euro Medium Term Note* (EMTN) de 25 milliards d'euros. Ce programme, dont la durée de validité est de douze mois, est renouvelé chaque année. La version la plus récente du prospectus de base du programme est disponible sur le site internet d'ENGIE, dans la partie Crédit.

5.2.3 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2021 émises par la Société sont détaillées en Note 11 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

5.3 Obligations vertes

5.3.1 Description de l'obligation

Pour accompagner son plan de développement en ligne avec sa raison d'être, notamment dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, ENGIE a procédé en 2021 à l'émission de trois obligations vertes (*Green Bond*), dont deux tranches seniors pour un montant total de 1,5 milliard d'euros, et une tranche hybride pour un montant de 750 millions d'euros.

Concomitamment au placement de cette dernière, une nouvelle offre de rachat a été lancée sur l'obligation hybride verte émise en janvier 2018 qui avait déjà fait l'objet d'un rachat partiel en 2020. À l'issue de cette transaction, un montant de 383,5 millions d'euros de cette obligation a été racheté, réduisant son encours à 274,2 millions d'euros.

Suite à ces opérations, l'encours des obligations vertes émises par le Groupe s'établit au 31 décembre 2021 comme suit :

Type	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Montant en cours *(en millions d'euros)*	Place de cotation	Code ISIN	Détails des allocations
Senior	EUR	2,375%	19/05/2014	19/05/2026	1300	Paris	FR0011911247	Documents de Référence 2014, 2015 et 2016
Senior	EUR	0,875%	27/03/2017	27/03/2024	700	Paris	FR0013245859	Document de Référence 2017
	EUR	1,500%	27/03/2017	27/03/2028	800	Paris	FR0013245867	
Senior	EUR	0,375%	28/09/2017	28/02/2023	500	Paris	FR0013284247	Document de Référence 2018
	EUR	1,375%	28/09/2017	28/02/2029	750	Paris	FR0013284254	
Hybride	EUR	1,375%	16/01/2018	Perpétuelle (date du 1er appel 16/04/2023)	274,2	Paris	FR0013310505	Document de Référence 2018 et Document d'enregistrement universel 2019
Hybride	EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle (date du 1er appel 28/02/2025)	1 000	Paris	FR0013398229	Document d'enregistrement universel 2019
Senior	EUR	0,375%	21/06/2019	21/06/2027	750	Paris	FR0013428489	Document d'enregistrement universel 2020
	EUR	1,375%	21/06/2019	21/06/2039	750	Paris	FR0013428513	
Senior	EUR	0,500%	24/10/2019	24/10/2030	900	Paris	FR0013455813	Document d'enregistrement universel 2020
Senior	EUR	1,750%	27/03/2020	27/03/2028	750	Paris	FR0013504677	Documents d'enregistrement universel 2020 et 2021
	EUR	2,125%	27/03/2020	30/03/2032	750	Paris	FR0013504693	
Hybride	EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle (date du 1er appel 30/11/2028)	850	Paris	FR0014000RR2	Documents d'enregistrement universel 2020 et 2021
Hybride	EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle (date du 1er appel 02/07/2031)	750	Paris	FR00140046Y4	Document d'enregistrement universel 2021
Senior	EUR	0,375%	26/10/2021	26/10/2029	750	Paris	FR0014005ZP8	Document d'enregistrement universel 2021
	EUR	1,000%	26/10/2021	26/10/2036	750	Paris	FR0014005ZQ6	

Le total émis par ENGIE en *Green Bonds* atteint 14,25 milliards d'euros fin 2021, dont 12,32 milliards d'euros toujours en cours. ENGIE confirme ainsi son *leadership* et son engagement à jouer un rôle de premier plan dans la transition énergétique tout en accompagnant le développement de la finance verte.

Les *Green Bonds* répondent aux dispositions d'un cadre de référence (*Green Bond Framework et Green Financing Framework publié en mars 2020*) qu'ENGIE a défini pour ses émissions vertes. Les *Green Bond Framework* et *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE.

Pour rappel, les principes du *Green Financing Framework* sont les suivants :

- les fonds levés sont alloués à des projets supportant la transition vers une économie bas carbone en lien direct avec la stratégie d'ENGIE (les "Projets Éligibles Verts"). Les Projets Éligibles Verts doivent s'inscrire dans une catégorie de projets prédéfinie et satisfaire à certains critères techniques. Les critères d'éligibilité ont été déterminés par ENGIE et validés par VE (ex-Vigeo Eiris) ;
- tant que les fonds levés ne sont pas intégralement alloués à des Projets Éligibles Verts (et ultérieurement en cas de modification substantielle des allocations), ENGIE s'est engagé à communiquer, dans son Document d'enregistrement universel, les allocations de fonds réalisées lors de la période concernée ;
- les fonds peuvent être alloués à des Projets Éligibles Verts réalisés après l'émission de l'instrument de financement vert, ou être utilisés pour refinancer des décaissements passés dans des Projets Éligibles Verts, sans limite de temps s'agissant de dépenses de type Capex, ou ayant eu lieu dans les 36 mois précédant l'émission de l'instrument de financement vert pour les dépenses de type Opex. Les montants alloués sont calculés après déduction d'éventuels financements externes dédiés aux projets concernés ;
- les fonds levés pourront être alloués au refinancement d'autres instruments de financement verts précédemment émis par ENGIE. Pour chaque émission, ENGIE s'engage cependant à allouer au moins 25% des fonds levés à des Projets Éligibles Verts n'ayant jamais fait l'objet d'allocation auparavant ;
- au 31 décembre de chaque année, le Groupe dispose en trésorerie (et équivalents de trésorerie) d'un montant au moins égal aux fonds levés par le(s) *Green Bond(s)*, déduction faite des montants alloués à des financements de Projets Éligibles Verts à cette date.

ENGIE ambitionne d'allouer complètement chaque *Green Bond* dans un délai de deux ans à compter de la date d'émission (trois ans si l'obligation a une durée de 10 ans ou plus). Lorsque, pour un exercice considéré, plusieurs *Green Bonds* doivent être alloués, l'allocation de l'exercice sera effectuée, dans la mesure du possible, selon les principes suivants:

- d'abord par ordre d'ancienneté, c'est-à-dire par priorité aux obligations émises en premier ; et
- ensuite par ordre de durée, une tranche plus courte étant allouée en priorité sur une tranche plus longue.

Dans le cas spécifique de refinancement de Projets Éligibles Verts, ces derniers seront alloués à tous les *Green Bonds* en proportion des montants qui doivent encore leur être alloués. Il est cependant précisé qu'en cas de rachat de *Green Bonds* avec nouvelle émission verte concomitante, la réallocation des Projets Éligibles Verts sera faite par priorité à cette nouvelle émission.

Conformément à ses engagements, ENGIE a demandé à l'un de ses Commissaires aux comptes (Deloitte & Associés), de produire une attestation portant sur le respect des critères d'éligibilité des projets retenus et sur l'affectation des montants auxdits projets.

ENGIE suit les quatre principes établis par l'*International Capital Market Association* (*Green Bond Principles)* concernant :

- l'utilisation des fonds levés ;
- les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles Verts ;
- la gestion des fonds levés et
- les modalités de *reporting.*

5.3.2 Projets et critères d'éligibilité

Les catégories de projets couverts par le *Green Financing Framework* de 2020 sont les suivantes :

- production d'énergie renouvelable (hydraulique, géothermie, éolien, solaire, bioénergie, hydrogène bas carbone, énergie marine) ;
- stockage d'énergie (stockage d'électricité par pompage turbinage et batterie) ;
- infrastructure de transport et de distribution d'électricité ;
- efficacité énergétique (dont Réseau urbain de chauffage) ;
- capture et stockage de carbone ;
- bâtiments verts ;
- mobilité propre (dont bornes de recharge électrique) ;
- gestion durable de ressources naturelles vivantes et de l'utilisation du sol.

Les critères d'éligibilité techniques relatifs aux différentes catégories du *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE.

En 2017, le Comité *Green Bond* a été mis en place. Celui-ci se réunit régulièrement pour examiner les développements du marché, les Projets Éligibles Verts et valider l'allocation des *Green Bonds*. Il est coanimé par la Direction de la RSE et la Direction Financière, et réunit la Direction des Achats, la Direction *Global Care* et les principales GBU concernées.

5.3.3 Projets Éligibles Verts

Au cours de l'année 2021, le Groupe a procédé à l'allocation de 2,17 milliards de Projets Éligibles Verts, selon la répartition suivante :

En millions d'euros Green Bond alloué	Montant nominal	Montant (ré)alloué en 2020 [1]	Montant alloué en 2021		Solde à allouer
			Réallocations suite à rachat	Nouvelles allocations	
Senior 8 ans mars 2020 (ISIN FR0013504677)	750	229,5 [1]	-	520,5	-
Senior 12 ans mars 2020 (ISIN FR001350693)	750	229,5 [1]	-	520,5	-
Hybride PNC8 [2] novembre 2020 (ISIN FR0014000RR2)	850	516,6 [1]	-	333,4	-
Hybride PNC10 [2] juillet 2021 (ISIN FR00140046Y4)	750	-	250,0	500,0	-
Senior 8 ans octobre 2021 (ISIN FR0014005ZP8)	750	-	-	43,5	706,5
Senior 15 ans octobre 2021 (ISIN FR0014005ZQ6)	750	-	-	-	750,0
TOTAL	**4 600**	**975,6**	**250,0**	**1 917,9**	**1 456,5**

(1) Voir Document d'enregistrement universel 2020
(2) PNC (Perpetual Non Call) : Perpétuelle première date de remboursement

Conformément aux règles d'allocation décrites ci-avant, l'obligation verte senior 15 ans d'octobre 2021 (ISIN FR0014005ZQ6) n'a pas reçu d'allocation en 2021.

5.3.3.1 Réallocation suite à rachat

Dans le contexte de l'offre de rachat mentionnée ci-dessus, l'obligation hybride verte émise en juillet 2021 pour un montant de 750 millions d'euros (ISIN FR00140046Y4) a bénéficié de la réallocation partielle des Projets Éligibles Verts alloués à l'obligation rachetée, c'est-à-dire l'obligation hybride verte de janvier 2018 (ISIN : FR0013310505). Le tableau ci-dessous reprend l'inventaire de ces réallocations :

En millions d'euros	**Projets**	**Pays**	**Hybride 750 M€ PNC10 Juil. 21**
Production d'énergie renouvelable			
Hydraulique			**4,5**
Amérique du Sud	Salto Osorio	Brésil	
Solaire			**113,7**
Amérique du Sud	ECL solar (Capricornio, Tamaya)	Chili	
	Abril, Calpulalpan, Sol de Insurgentes, Villa Ahumada, Trompezon	Mexique	
	Floresta	Brésil	
Afrique	Fenix	Uganda	
	Kathu	Afrique du Sud	
	Mobisol	Plusieurs pays (1)	
	Powercorner	Tanzanie	
	Scaling Solar	Sénégal	
Asie et Océanie	Kadapa	Inde	
Europe	Seneca	Espagne	
Amérique du Nord	SoCore, Fund IV	États-Unis	
Moyen-Orient	Nadec	Arabie saoudite	
Éolien			**106,1**
Amérique du Nord	East Forks, Jumbo Hill, Seymour Hills	États-Unis	
Amérique du Sud	ECL onshore wind (e.g. Calama)	Chili	
	Mesa 3, Mesa 4	Mexique	
Amérique du Nord	SECI3&4, GUNVL	Inde	
Europe	Phoenix 1, Goya	Espagne	
	Seagull 1 & 2, Wind4Flanders Proj. 3&4, ICO Windpark, Wind4Wallonia 1 & 2, Seamaid (2)	Belgique	
	Windfloat (2)	Portugal	
	Thor	Norvège	
Afrique	Ras Ghareb	Égypte	
Bioénergie			**18,8**
Europe	Biométhane et raccordement réseaux	France	
	Biogas Plus	Pays-Bas	
Efficacité énergétique			**6,9**
Europe	ENGIE New Ventures (Gogoro, Redaptive, Connected Energy, Lancey Energy Storage)	France	
TOTAL			**250,0**

(1) Tanzanie, Kenya, Rwanda
(2) Projets transférés à la JV avec EDPR (OW)

5.3.3.2 Nouvelles allocations

Les principaux Projets Éligibles Verts qui ont été financés par le produit des émissions *Green Bond* de mars 2020 (ISIN : FR0013504677 et FR0013504693), de novembre 2020 (ISIN : FR0014000RR2), juillet 2021 (ISIN : FR00140046Y4) et d'octobre 2021 (ISIN : FR0014005ZP8) et qui répondent aux conditions (du *Green Financing Framework*) susmentionnées, sont listés dans le tableau qui suit :

En millions d'euros	**Projets**	**Pays**	**Senior 750 M€ 8 ans Mars 20**	**Senior 750 M€ 12 ans Mars 20**	**850 M€ PNC8 Nov. 20**	**750 M€ PNC10 Juil. 21**	**Senior 750 M€ 8 ans Oct. 21**
Production d'énergie renouvelable							
Bioénergie			**57,1**	**57,1**	**36,5**	**54,8**	**4,8**
Europe	ENGIE BIOZ, Biogaz injection, synthetic methane projects	France					
Solaire			**107,1**	**107,1**	**68,6**	**102,9**	**9,0**
Amérique du Sud	Assu Fotovoltaico	Brésil					
	ECL Solar (Capricornio, Tamaya, Coya)	Chili					
	Abril, Calpulalpan	Mexique					
Amérique du Nord	Bluestone, Hawtree, Hopkins, Powells Creek, Solidago, Sunvalley, Sunny Brook, Whitehorn, Salt City, Anson	États-Unis					
Europe	CN'AIR , ENGIE Green	France					
	Pontinia, Wood Mazara, Wood Paterno	Italie					
	Amon Ra	Pologne					
	Mavrodin, Eximprod, Sonne	Romanie					
	Solar rooftop	Plusieurs pays					
Afrique	Xina Solar	Afrique du Sud					
Asie et Océanie	GUVNL Solar	Inde					
	Large Scale Solar	Malaisie					
	PV Canala	France (Nouvelle Calédonie)					
Éolien			**145,7**	**145,7**	**93,4**	**140,0**	**12,2**
Amérique du Nord	Dakota Range, Iron Star, Limestone, Priddy	États-Unis					
Amérique du Sud	ECL Onshore wind	Chili					
	Umbaranas, Trairi, Santa Monica	Brésil					
	Mesa 4	Mexique					
Asie et Océanie	SECI 3&4	Inde					
Europe	CN'AIR, ENGIE Green	France					
	Meridion, Ocean Winds	Espagne					
	Bella Wind	Allemagne					
	Wood Ramingallo, Porto Torres	Italie					
Hydraulique			**29,0**	**29,0**	**18,6**	**27,8**	**2,4**
Europe	CNR, SHEM	France					
	Pfreimd	Allemagne					
Amérique du Sud	Sao Salvador	Brésil					
Géothermie			**2,6**	**2,6**	**1,7**	**2,5**	**0,2**
Europe	Véligéo, Champs sur Marne, PRD Bordeaux, Rueil	France					
Hydrogène bas carbone			**6,4**	**6,4**	**4,1**	**6,2**	**0,5**
Europe	Jupiter 1000, Hypster	France					
Afrique	Rhyno	Afrique du Sud					
R&D			**6,4**	**6,4**	**4,1**	**6,1**	**0,5**
Europe	R&D	France					

En millions d'euros	Projets	Pays	Senior 750 M€ 8 ans Mars 20	Senior 750 M€ 12 ans Mars 20	850 M€ PNC8 Nov. 20	750 M€ PNC10 Juil. 21	Senior 750 M€ 8 ans Oct. 21
Stockage d'énergie							
Batterie			**4,9**	**4,9**	**3,2**	**4,7**	**0,4**
Asie et Océanie	Hazelwood Battery Energy Storage System	Australie					
Pompage turbinage			**108,5**	**108,5**	**69,5**	**104,2**	**9,1**
Europe	First Hydro	Royaume-Uni					
	Coo	Belgique					
R&D			**0,7**	**0,7**	**0,4**	**0,6**	**0,1**
Europe	R&D	France					
Efficacité énergétique							
Efficacité énergétique			**48,3**	**48,3**	**31,0**	**46,4**	**4,0**
Europe	Réseaux urbains de chaleur	France					
	Réseaux urbains de chaleur	Italie					
Amérique du Nord	Georgetown University	États-Unis					
R&D			**3,8**	**3,8**	**2,4**	**3,6**	**0,3**
Europe	R&D	France					
TOTAL			**520,5**	**520,5**	**333,4**	**500,0**	**43,5**

Les projets et Capex associés présentés dans le tableau ci-dessus pour un montant total de 1,92 milliard d'euros sont alloués globalement aux *Green Bonds* de mars 2020 (tranche huit et 12 ans), novembre 2020, juillet 2021 et octobre 2021 (tranche huit ans), et ceci dans des proportions permettant de compléter et finaliser l'allocation des *Green Bonds* émis en premier, en respect du critère d'ancienneté décrit plus haut.

Pour rappel, les *Green Bonds* émis en 2014, 2017, 2018 et 2019 ont été totalement alloués. Les détails des Projets Éligibles et des allocations correspondantes ont été publiés dans les Documents de Référence et d'enregistrement universel 2014 à 2020.

Le total des fonds alloués aux Projets Éligibles Verts durant l'année 2021 porte sur des investissements effectués à concurrence de respectivement 64,6 millions d'euros pour la période allant jusqu'en 2019, 46,1 millions d'euros pour 2020 et 1 807,2 millions d'euros pour 2021.

Les allocations retenues contribuent au financement ou à l'acquisition de Projets Éligibles Verts dans les domaines :

- des énergies renouvelables (énergie éolienne, solaire, hydraulique et/ou bioénergie) ;
- du stockage d'énergie et
- de l'efficacité énergétique.

1) Les énergies renouvelables

ENGIE a fait de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables à l'échelle mondiale une priorité stratégique. Le Groupe s'est fixé en 2021 pour objectif d'accélérer ses investissements dans les renouvelables lui permettant d'installer 3 GW de capacité supplémentaire en 2021, puis 4 GW par an en moyenne de 2022 à 2025, et enfin 6 GW par an à partir de 2026. La capacité installée de production centralisée d'électricité du Groupe prise à 100% pour ses métiers de production renouvelable s'élève à 34,4 GW en 2021 représentant plus de 34% de sa capacité installée. ENGIE vise une part de 58% de capacités installées d'énergies renouvelables dans son portefeuille de production d'électricité pris à 100% d'ici à 2030. En 2021, ENGIE a poursuivi le développement de son portefeuille d'actifs renouvelables principalement dans le domaine de l'éolien, du solaire, et de la géothermie en développant de nouveaux projets notamment en Amérique du Nord, Amérique du Sud et Europe. En France, le Groupe, au travers ENGIE Bioz et ses métiers d'infrastructures, poursuit ses efforts pour développer la filière de méthanisation des déchets en gaz renouvelables et permettre leur valorisation par injection dans le réseau de transport et de distribution du gaz naturel. Ces ressources à faibles émissions de carbone jouent un rôle essentiel dans la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique.

Au cours de l'année 2021, un montant total de 1,305 milliard d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine des énergies renouvelables sur les *Green Bonds* de mars 2020 (tranches huit et 12 ans), novembre 2020, juillet 2021 et octobre 2021 (tranche huit ans). En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à éviter d'émettre des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 4,12 millions de tonnes de CO_2éq/an.

La méthodologie de calcul de la contribution de ces projets aux émissions évitées est basée sur une comparaison des valeurs ACV (Analyse de Cycle de Vie) des émissions de la technique de production d'énergie mise en œuvre par le projet et des émissions du mix énergétique du pays considéré. ENGIE évalue la contribution aux émissions évitées des projets financés par le *Green Bond* en multipliant la différence des deux valeurs ACV susmentionnées par la capacité de la centrale et le taux d'utilisation moyen de la technologie. La contribution aux émissions évitées est calculée pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

Les références des taux de fonctionnement des technologies par pays et des taux d'émission de CO_2/kWh moyen des mix par pays proviennent des données disponibles auprès d'Enerdata. Les données ACV des technologies sont issues des travaux du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC). Pour les projets *Clean Development Mechanism* (CDM) enregistrés et approuvés par les Nations Unies, les résultats des calculs de la contribution aux émissions évitées sont issus des méthodologies sous-jacentes. Pour les projets de bioénergie et d'injection dans le réseau, les quantités de biogaz produits et injectés dans le réseau sont considérés comme évitant une quantité équivalente d'énergie du mix pays.

2) Le stockage d'énergie

Les solutions de stockage d'énergie jouent un rôle majeur dans la transition énergétique et sont un maillon essentiel des réseaux électriques. En stockant l'énergie produite aux heures où les sources éoliennes et solaires sont les plus productives, et/ou lorsque la demande est la plus faible, elles permettent de répondre aux besoins d'équilibre face à l'intermittence des énergies renouvelables dont la part dans la production énergétique est en croissance.

C'est dans cette optique qu'ENGIE investit dans des projets de pompage-turbinage et de batterie.

Les stations de pompage-turbinage Dinorwig (1 728 MW) et Ffestiniog (360 MW) au Royaume-Uni sont détenues et opérées par First Hydro, filiale à 75% d'ENGIE. En juillet 2021, ENGIE et son partenaire ont procédé au remboursement à leur échéance des obligations émises par First Hydro. Ces obligations avaient été émises en 1996 pour financer l'acquisition des stations de pompage-turbinage précitées. La part d'ENGIE dans ce refinancement effectué sur fonds propres était 300 MGBP, et a été allouée au titre du refinancement de ces actifs. Ces centrales représentent des capacités de *back-up* critiques pendant les périodes de demande excessive sur le réseau électrique du Royaume-Uni. Des travaux ont par ailleurs été entrepris afin de maintenir et prolonger la durée de vie de ces installations.

La centrale de Coo (Belgique) est également une unité de pompage-turbinage. Elle fait l'objet d'investissements pour l'extension de ses installations de stockage, permettant d'augmenter la puissance installée de 79 MW.

Le Groupe a finalement lancé la construction du projet batterie de stockage d'électricité à Hazelwood en Australie. Il s'agit du plus grand projet privé de batterie à échelle industrielle en Australie. Il délivrera 150 MW d'énergie flexible et jouera un rôle crucial dans l'augmentation de la production d'énergie renouvelable dans l'État de Victoria, tout en garantissant la stabilité du réseau.

Au cours de l'année 2021, un montant total de 420,5 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine du stockage d'énergie sur les *Green Bonds* de mars 2020 (tranches huit et 12 ans), novembre 2020, juillet 2021 et octobre 2021 (tranche huit ans). En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,04 million de tonnes de CO_2éq/an.

La méthodologie de calcul de la contribution de ces projets aux émissions évitées pour les projets de stockage est basée sur une comparaison des facteurs d'émission de la technique de production d'énergie mise en œuvre par le projet et du scénario de référence. Dans le cas du pompage turbinage, la turbine gaz est prise comme référence. ENGIE évalue la contribution aux émissions évitées des projets financés par le *Green Bond* en multipliant la différence des facteurs d'émission susmentionnées par la production moyenne des installations. La contribution aux émissions évitées est calculée pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

3) L'efficacité énergétique

Le développement des infrastructures énergétiques à haute efficacité qui accompagnent la transition énergétique vers une économie décarbonée est un autre axe stratégique du Groupe. En 2021, ENGIE a poursuivi le développement de réseaux urbains de chaleur ou de froid en Europe et principalement en France. Aux États-Unis, ENGIE a conclu un partenariat avec l'Université de Georgetown (Washington DC) pour assurer la gestion des infrastructures énergétiques et techniques du campus avec des objectifs ambitieux en matière de développement durable et d'économies d'énergie. Pendant toute la durée de l'accord, ENGIE assumera la responsabilité de l'amélioration, de l'exploitation et de l'entretien des systèmes électriques, de chauffage, de refroidissement et des systèmes de distribution d'eau avec un objectif de réduction d'intensité énergétique de 35% d'ici 2030.

Au cours de l'année 2021, un montant total de 192,1 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine de l'efficacité énergétique sur les *Green Bonds* de mars 2020 (tranches huit et 12 ans), novembre 2020, juillet 2021 et octobre 2021 (tranche huit ans). En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,38 million de tonnes de CO_2éq/an.

Pour déterminer la contribution aux émissions réduites liée aux projets d'efficacité énergétique, la méthodologie consiste à multiplier les économies d'énergie générées par le projet par le facteur d'émission de référence. Pour les installations de réseau de chaleur alimentées par de la biomasse, ENGIE multiplie les économies d'énergie générées par les projets par le facteur d'émission du gaz naturel. Les contributions aux émissions réduites de ces projets sont calculées pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

5.3.3.3 Bilan au titre des allocations globales finalisées

5.3.3.3.1 Obligations vertes de mars 2020 (tranches : 8 ans ISIN FR0013504677 - 12 ans ISIN FR0013504693)

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation aux *Green Bonds* de mars 2020 sont l'Europe, l'Amérique du Nord et du Sud avec respectivement 56,8%, 23,1% et 17,0% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous catégories de projet concernées par l'allocation aux *Green Bonds* de mars 2020 sont l'éolien 30,2%, le solaire 19,9%, le stockage d'énergie 15,1%, la bioénergie 12,5% et l'efficacité énergétique 11,2%.

Zone géographique	**Montants alloués** *(en %)*
Europe	56,8%
Amérique du Nord	23,1%
Amérique du Sud	17,0%
Asie et Océanie	1,9%
Afrique	1,3%

Technologie	**Montants alloués** *(en %)*
Éolien	30,2%
Solaire	19,9%
Stockage d'énergie	15,1%
Bioénergie	12,5%
Efficacité énergétique	11,2%
Hydroélectricité	7,5%
Autres (géothermie, H_2 bas carbon)	3,6%

5.3.3.3.2 Obligation verte hybride de novembre 2020 (ISIN FR0014000RR2)

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation au *Green Hybrid* de novembre 2020 sont l'Europe, l'Amérique du Sud et du Nord avec respectivement 46,7%, 22,0% et 21,0% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous catégories de projet concernées par l'allocation aux *Green Hybrids* de novembre 2020 sont l'éolien 32,9%, le solaire 28,3%, la bioénergie 11,5%, l'efficacité énergétique 8,8%, et le stockage d'énergie 8,5%.

Zone géographique	**Montants alloués** *(en %)*
Europe	46,7%
Amérique du Sud	22,0%
Amérique du Nord	21,0%
Afrique	5,4%
Asie et Océanie	4,9%

Technologie	**Montants alloués** *(en %)*
Éolien	32,9%
Solaire	28,3%
Bioénergie	11,5%
Efficacité énergétique	8,8%
Stockage d'énergie	8,5%
Hydroélectricité	6,3%
Autres (géothermie, H_2 bas carbon, mobilité propre)	3,7%

5.3.3.3.3 Obligation verte hybride de juillet 2021 (ISIN FR00140046Y4)

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation au *Green Hybrid* de juillet 2021 sont l'Europe, l'Amérique du Nord et du Sud avec respectivement 43,9%, 26,4% et 17,3% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous catégories de projet concernées par l'allocation au *Green Hybrid* de juillet 2021 sont l'éolien 32,8%, le solaire 28,9%, le stockage d'énergie 14,5%, la bioénergie 9,8% et l'efficacité énergétique 7,2%.

Zone géographique	**Montants alloués** *(en %)*
Europe	43,9%
Amérique du Nord,	26,4%
Amérique du Sud	17,3%
Afrique	6,8%
Asie et Océanie	5,5%

Technologie	**Montants alloués** *(en %)*
Éolien	32,8%
Solaire	28,9%
Stockage d'énergie	14,5%
Bioénergie	9,8%
Efficacité énergétique	7,2%
Hydroélectricité	4,3%
Autres (géothermie, H_2 bas carbon)	2,5%

Conformément aux engagements du Groupe, un descriptif plus détaillé des impacts en termes d'émissions évitées ainsi que la méthodologie associée sont disponibles dans l'espace Développement Durable dédié du site internet du Groupe (www.engie.com/rse/green-bonds).

5.3.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2021, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires *Green Bond* des 27 mars 2020, 30 novembre 2020, 2 juillet 2021 et 26 octobre 2021

À la Directrice Générale,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de la société ENGIE SA (la "**Société**") et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2021, des fonds levés dans le cadre des émissions d'obligations vertes (*Green Bond*) du 27 mars 2020 pour un montant total de 1,5 milliard d'euros en deux tranches, du 30 novembre 2020 pour un montant de 0,85 milliard d'euros, du 2 juillet 2021 pour un montant de 0,75 milliard d'euros et du 26 octobre 2021 pour un montant de 0,75 milliard d'euros au titre de la tranche à échéance 2029 (les "**Émissions**"), figurant dans le document ci-joint et dans la section "**Obligations vertes**" du Document d'enregistrement universel 2021. Ces informations ont été établies conformément aux dispositions de la clause d'utilisation des fonds reprise dans les conditions finales des Émissions, signées respectivement en dates du 26 mars 2020 (FR0013504677 et FR0013504693), du 26 novembre 2020 (FR0014000RR2), du 30 juin 2021 (FR00140046Y4) et du 22 octobre 2021 (FR0014005ZP8) (les "**Conditions finales des Émissions**").

Le document ci-joint, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires *Green Bond*, fait ressortir en référence au *Green Financing Framework*, une allocation, au cours de l'exercice 2021, des fonds levés au titre des Émissions réalisées le 27 mars 2020, le 30 novembre 2020, 2 juillet 2021 et le 26 octobre 2021 :

- à des projets éligibles (les "**Projets Éligibles Verts**"), au cours de la période allant du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2021, d'un montant de 1 917,9 millions d'euros ; et
- au refinancement de projets éligibles, précédemment financés par le Green Bond du 16 janvier 2018 (FR0013310505) (les "**Projets Éligibles Refinancés**") pour un montant de 250,0 millions d'euros ;

étant rappelé qu'au titre de ces Émissions, un montant de 975,6 millions d'euros avait été alloué en 2020 au refinancement de projets éligibles.

Ces informations ont été établies sous votre responsabilité, à partir des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 31 décembre 2020 et 31 décembre 2021.

Il nous appartient de nous prononcer :

- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs des Projets Éligibles Verts et des Projets Éligibles Refinancés mentionnés dans le document ci-joint, avec le *Green Financing Framework* auquel il est fait référence dans le document ci-joint et en annexe des Conditions finales des Émissions (les "**Critères d'éligibilité Verts**") ;
- sur la concordance des montants alloués, au 31 décembre 2021, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Verts, avec les données sous-tendant la comptabilité ;
- sur la concordance des montants alloués, au 31 décembre 2021, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Refinancés, avec les montants précédemment financés ;
- sur la concordance avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021, d'un montant de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2021.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les Critères d'éligibilité Verts et, en particulier, de donner une interprétation des clauses des Conditions finales d'Émission ;
- de nous prononcer sur l'utilisation des fonds alloués aux Projets Éligibles Verts et aux Projets Éligibles Refinancés postérieurement à leur allocation.

Dans le cadre de notre mission de Commissariat aux comptes, nous avons effectué, conjointement avec le co-Commissaire aux comptes, un audit des comptes consolidés de la Société pour chacun des exercices clos les 31 décembre 2019, 2020 et 2021. Nos audits, effectués selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avaient pour objectif d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble, et non pas sur des éléments spécifiques de ces comptes utilisés pour la détermination de ces informations. Par conséquent, nous n'avons pas effectué nos tests d'audit et nos sondages dans cet objectif, et nous n'exprimons aucune opinion sur ces éléments pris isolément. Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée Générale des Actionnaires, ont fait l'objet d'un rapport de certification daté du 4 mars 2022.

Nos travaux au titre de la présente attestation, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention. Ces travaux ont consisté, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, à :

- prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint en conformité avec les dispositions du *Green Financing Framework* ;
- vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles Verts et des Projets Éligibles Refinancés mentionnés dans le document ci-joint, avec les Critères d'éligibilité Verts ;
- vérifier la concordance des montants alloués dans le cadre des Émissions aux Projets Éligibles Verts, avec les données sous-tendant la comptabilité ;
- vérifier la concordance des montants alloués dans le cadre des Émissions aux Projets Éligibles Refinancés, avec les montants précédemment financés ; et
- vérifier que le solde des comptes de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires apparaissant dans les comptes consolidés du Groupe de l'exercice clos le 31 décembre 2021 est supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2021.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles Verts et des Projets Éligibles Refinancés avec les Critères d'éligibilité Verts ;
- la concordance avec les données sous-tendant la comptabilité des montants alloués au 31 décembre 2021, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Verts ;
- la concordance avec les montants précédemment financés des montants alloués au 31 décembre 2021, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Refinancés ; et
- la concordance, avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021, d'un montant de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2021.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé ci-avant et ne doit être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

En notre qualité de commissaire aux comptes d'ENGIE SA, notre responsabilité à l'égard de la Société et de ses actionnaires est définie par la loi française et nous n'acceptons aucune extension de notre responsabilité au-delà de celle prévue par la loi française. Nous ne sommes redevables et n'acceptons aucune responsabilité vis-à-vis de tout tiers.

Cette attestation est régie par la loi française. Les juridictions françaises ont compétence exclusive pour connaître de tout litige, réclamation ou différend pouvant résulter de notre lettre de mission ou de la présente attestation, ou de toute question s'y rapportant. Chaque partie renonce irrévocablement à ses droits de s'opposer à une action portée auprès de ces tribunaux, de prétendre que l'action a été intentée auprès d'un tribunal incompétent, ou que ces tribunaux n'ont pas compétence.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022

L'un des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Nadia Laadouli

Patrick E. Suissa

5.4 Actionnariat

5.4.1 Cotation boursière

Évolution des cours extrêmes et du volume des transactions sur l'action ENGIE à Paris

2021	Cours le + haut [1] *(en euros)*	Cours le + bas [1] *(en euros)*	Volume des transactions [2]
Janvier	13,85	12,62	5 554 985
Février	13,40	12,09	4 760 210
Mars	12,20	11,44	6 696 386
Avril	12,50	12,09	4 662 495
Mai	13,14	12,15	5 218 908
Juin	12,39	11,55	4 948 772
Juillet	11,75	11,09	5 337 013
Août	12,37	11,35	4 510 216
Septembre	12,26	11,34	8 173 840
Octobre	12,39	11,54	5 310 328
Novembre	13,48	12,40	5 938 003
Décembre	13,19	12,76	4 790 394

(1) Cours issu des cours journaliers de clôture
(2) Moyenne journalière (source Bloomberg)

Suite au désenregistrement d'ENGIE auprès de la U.S. *Securities & Exchange Commission* intervenu le 30 octobre 2009, ENGIE maintient un programme *American Depositary Receipt* (ADR) *level 1* non coté sur une place boursière américaine. Ces ADR font l'objet de transactions sur le marché hors cote du Nasdaq.

5.4.2 Répartition du capital

Au 31 décembre 2021, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 15 083 149 actions auto-détenues. Durant l'exercice 2021, le capital de la Société n'a pas évolué.

Variation significative de l'actionnariat d'ENGIE des trois derniers exercices

	31 décembre 2021			31 décembre 2020		31 décembre 2019	
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]
Public	1 424 571 328	58,50	50,28	63,35	54,71	64,13	55,12
État	575 693 307	23,64	33,20	23,64	33,19	23,64	33,67
The Capital Group Companies	122 336 505	5,02 [2]	4,00 [2]	-	-	-	-
Groupe CDC	111 821 777 [3]	4,59 [4]	4,28 [4]	4,59 [4]	3,83 [4]	2,62	2,35
CNP Assurances	-	-	-	-	-	0,96	0,75
BlackRock	108 856 847	4,47 [5]	3,46 [5]	4,46 [6]	3,43 [6]	4,52 [7]	3,53 [7]
Actionnariat salarié	76 922 098	3,16	4,31	3,20	4,26	3,22	3,87
Auto-détention	15 083 149	0,62	0,47	0,76	0,58	0,91	0,71
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns
TOTAL	**2 435 285 011**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

(1) En vertu de l'article 223-11 du Règlement général de l'AMF, le nombre de droits de vote théoriques est calculé sur la base de l'ensemble des actions auxquelles sont attachés des droits de vote, y compris les actions détenues par le Groupe qui sont privées de droit de vote
(2) Informations non disponibles au 31 décembre 2021 (données au 16 novembre 2021 issues de la déclaration de franchissement de seuil)
(3) Titres répartis de la façon suivante : CDC (en direct) détient 88 303 888 actions (3,62% du capital et 3,56% des droits de vote) et CNP Assurances détient 23 517 889 actions (0,97% du capital et 0,75% des droits de vote)
(4) Groupe CDC (Caisse des Dépôts et Consignations + CNP Assurances)
(5) Informations non disponibles au 31 décembre 2021 (données au 30 décembre 2021 issues de la déclaration de franchissement de seuil)
(6) Informations non disponibles au 31 décembre 2020 (données au 7 décembre 2020 issues de la déclaration de franchissement de seuil)
(7) Informations non disponibles au 31 décembre 2019 (données au 30 décembre 2019 issues de la déclaration de franchissement de seuil statutaire)

En application des dispositions de l'article L. 233-13 du Code de commerce, il est précisé qu'à la connaissance d'ENGIE, seuls l'État et The Capital Group Companies détiennent, à la clôture de l'exercice 2021, une participation de 5% ou plus du capital ou des droits de vote.

Au 31 décembre 2021, les actionnaires individuels détenaient 169 millions de titres, soit près de 7 % du capital de la Société.

5.4.3 Franchissement de seuils légaux

Date de franchissement	Mouvement	% du capital	% des droits de vote théoriques	Déclarant
11/03/2021	Hausse	23,64%	33,39%	État
16/11/2021	Hausse	5,02%	4,00%	The Capital Group Companies
06/01/2022	Baisse	23,64%	33,20%	État

Suite à la variation du nombre total de droits de vote, l'État a franchi le seuil légal du tiers des droits de vote à la hausse le 11 mars 2021 puis à la baisse le 6 janvier 2022.

The Capital Group Companies, le 16 novembre 2021, a franchi à la hausse le seuil légal du vingtième (5%) du capital d'ENGIE. Ce franchissement de seuil résulte d'une acquisition d'actions ENGIE sur le marché.

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document d'enregistrement universel, seuls l'État et The Capital Group Companies détiennent une participation en capital ou en droits de vote d'ENGIE supérieure à l'un des seuils légaux.

5.4.4 Action spécifique

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie tel que modifié par la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019, l'État doit détenir au moins une action au capital de la Société.

Conformément à l'article L. 111-69 du Code de l'énergie, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français, en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs notamment à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie. L'action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE et de ses filiales de droit français, ayant pour objet, directement ou indirectement, de céder sous quelque forme que ce soit, de transférer l'exploitation, d'affecter à titre de sûreté ou garantie, ou de changer la destination de certains actifs visés par le Code de l'énergie, s'il considère cette décision contraire aux intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs en particulier à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Aux termes de l'article D. 111-21 du Code de l'énergie, les actifs concernés par le droit d'opposition de l'État en vertu de l'action spécifique sont :

- les canalisations de transport de gaz naturel situées sur le territoire national ;
- les actifs liés à la distribution de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les stockages souterrains de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les installations de gaz naturel liquéfié situées sur le territoire national.

Conformément à ces mêmes dispositions, toute décision de cette nature devra être déclarée au ministre chargé de l'Économie.

Les décisions mentionnées ci-dessus sont réputées autorisées si le ministre chargé de l'Économie ne s'y est pas opposé dans le délai d'un mois à compter de leur déclaration, constatée par un récépissé délivré par l'Administration. Ce délai peut être prorogé pour une durée de 15 jours, par arrêté du ministre. Le ministre chargé de l'Économie, avant l'expiration du délai qui lui est imparti, peut renoncer au droit d'opposition. En cas d'opposition, le ministre communique les motifs de sa décision à la Société concernée. La décision du ministre peut faire l'objet d'un recours.

Par application du décret n° 2019-1071 du 22 octobre 2019 et n° 93-1296 du 13 décembre 1993, toute opération réalisée en contravention avec ces règles serait, de plein droit, nulle et de nul effet.

À la date du présent Document d'enregistrement universel, il n'existe, à la connaissance d'ENGIE, aucun accord relatif à une opération sur une entité membre du groupe ENGIE concernée par ces dispositions, ni aucun accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de son contrôle.

5.4.5 Politique de distribution des dividendes

ENGIE s'efforce de mener une politique dynamique et attractive de distribution des dividendes. Le Conseil d'Administration a ainsi réaffirmé la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe, et incluant un dividende plancher de 0,65 € par action pour la période allant de 2021 à 2023.

Pour 2021, le Conseil d'Administration a ainsi proposé de distribuer 66% du résultat net récurrent part du Groupe, soit un dividende de 0,85€ par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.

En outre, afin d'encourager et de récompenser la fidélité des actionnaires, l'Assemblée Générale des actionnaires du 28 avril 2014 a instauré une majoration du dividende de 10% pour tout actionnaire justifiant d'une inscription nominative depuis deux ans au moins, cette majoration de 10% étant le montant maximal autorisé par l'article L. 232-14 du Code de commerce. Cette mesure a été appliquée pour la première fois pour le paiement du dividende au titre de l'exercice 2016 et est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social selon les dispositions de l'article L. 232-14 du Code de commerce.

Les perspectives et guidance du Groupe, présentées en Section 6.1.1.1.2 "Perspectives et guidance 2022-2024", ne constituent en aucun cas un engagement de la Société. Les dividendes futurs seront appréciés, pour chaque exercice, en fonction des résultats de la Société, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le Conseil d'Administration pour établir ses propositions à l'Assemblée Générale.

Pour rappel, le Conseil d'Administration du 1er avril 2020 avait décidé de ne pas distribuer de dividendes au titre de l'exercice 2019 dans un esprit de responsabilité et de prudence dans le contexte exceptionnel dû à l'épidémie de Covid-19. Après avoir été suspendue le 1er avril 2020, la politique de distribution de dividendes avait été reconfirmée lors de l'Assemblée Générale du 14 mai 2020.

Montant du dividende par action des cinq derniers exercices

Exercice *(actions entièrement libérées)*	**Dividende net par action** *(en euro)*
2016	1,00
2017	0,70
2018	1,12
2019	0
2020	0,53

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

5.5 Calendrier des communications financières

Publication des résultats annuels 2021 et des ambitions à moyen terme	15 février 2022
Assemblée Générale des actionnaires	21 avril 2022
Publication des résultats du premier trimestre 2022 et des ambitions à moyen terme	17 mai 2022
Publication des résultats semestriels 2022	29 juillet 2022

6

- E

6.1 Examen de la situation financière 204

6.1.1 Rapport d'activité 204

6.1.2 Trésorerie et capitaux 222

6.2 Comptes consolidés 223

6.2.1 États financiers consolidés 223

6.2.2 Notes aux comptes consolidés 229

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 341

6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2021 347

6.4.1 États financiers sociaux 347

6.4.2 Notes aux comptes sociaux 351

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 391

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices 392

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 393

6.1 Examen de la situation financière

6.1.1 Rapport d'activité

6.1.1.1 Résultats ENGIE 2021

Les états financiers précédemment publiés et présentés ci-après ont été retraités afin de présenter dans les comptes au 31 décembre 2020 (pour le compte de résultat, les états du résultat global et de flux de trésorerie) les activités d'EQUANS (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") en tant qu'activités non poursuivies dans la mesure où elles représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées. Le passage de l'information publiée à l'information comparative retraitée est présenté dans la Note 2 "Retraitement de l'information comparative" des notes aux comptes consolidés.

Résultats financiers ENGIE au 31 décembre 2021

- Progrès significatifs dans la mise en œuvre de la stratégie annoncée ;
- Très bonne performance en 2021, dans le haut de la fourchette des prévisions ;
- Croissance des résultats attendue sur le moyen terme.

Faits marquants

- Poursuite des investissements de croissance, en particulier dans les Renouvelables, avec 3 GW mis en service, portant la capacité totale installée à plus de 34 GW ;
- Cession d'EQUANS en bonne voie, finalisation attendue au 2nd semestre 2022, comme annoncé ;
- Progrès importants dans la simplification du Groupe avec 9,2 milliards d'euros de cessions engagées ou finalisées ;
- Taux de disponibilité des actifs nucléaires en Belgique élevé, à 92% ;
- Nouvelles avancées sur la sortie du charbon avec la cession de Jorge Lacerda au Brésil et la fermeture de Tejo au Portugal ;
- Nouvelle organisation du Groupe en place, fondée sur l'alignement et la discipline avec 4 GBU, responsables de leur *P&L*.

Performance financière

- Haut de la fourchette de *guidance* (1) 2021 atteint, avec un RNRpg "total" de 3,2 milliards d'euros (EQUANS inclus) ;
- RNRpg des activités poursuivies à 2,9 milliards d'euros, croissance significative de l'EBIT, en hausse organique de 4% à 6,1 milliards d'euros, bénéficiant d'un environnement de prix favorable et de la performance opérationnelle ;
- Un niveau de liquidités et un bilan solides permettant de s'adapter au nouvel environnement du marché des commodités, avec un impact des appels de marge sur le CFFO ;
- Proposition d'un dividende 2021 de 0,85 euro par action ;
- Guidance 2022-2024 annoncée, avec un RNRpg 2024 attendu entre 3,3-3,5 milliards d'euros.

6.1.1.1.1 Chiffres-clés au 31 décembre 2021

En milliards d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	57,9	44,3	+30,6%	+33,1%
EBITDA	10,6	8,9	+18,6%	+21,9%
EBIT	6,1	4,5	+36,8%	+42,2%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	2,9	1,7	+69,7%	
Résultat net récurrent, part du Groupe	3,2	1,7	+85,4%	
Résultat net, part du Groupe	3,7	(1,5)	-	-
CAPEX (1)	8,0	7,5	+6,0%	
Cash Flow From Operations (CFFO) (2)	6,3	6,6	-5,3%	
Endettement financier net (3)	25,3	22,5	2,9 par rapport au 31 déc. 2020	
Dette nette économique	38,3	37,4	0,9 par rapport au 31 déc. 2020	
Dette nette économique / EBITDA	3,6x	4,2x	-0,6x	

(1) Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate) et du schéma de tax equity
(2) Cash Flow From Operations = Free Cash Flow avant Capex de maintenance et financement des provisions nucléaires
(3) La dette financière nette exclut la dette interne relative à EQUANS (0,4 milliard d'euros)

(1) Les principales hypothèses de la guidance 2021 revue à la hausse en novembre 2021 sont : prix de commodités aux conditions de marchés du 29 octobre 2021 ; taux de change moyens pour 2021 : €/$: 1,20 et €/BRL : 6,28 ; jusqu'à 0,1 milliard d'euros d'effet dilutif sur l'EBIT provenant des cessions survenues en 2021 ; pas de détérioration majeure des restrictions liées à la Covid telles qu'expérimentées au cours des neuf premiers mois 2021 ; pas d'impact P&L relatif au gel des tarifs régulés du gaz en France ; taux récurrent effectif d'imposition de 27% ; température moyenne en France pour le 4e trimestre 2021 ; absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macroéconomique ; absence de changement comptable significatif au sein du Groupe ; absence de traitement comptable en "activités non poursuivies"

6.1.1.1.2 Perspectives et guidance 2022-2024

Les objectifs pour les exercices comptables clos les 31 décembre 2022, 2023 et 2024 présentés ci-dessous sont basés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date de publication de ce document.

Ces données et hypothèses peuvent évoluer ou être modifiées en raison d'incertitudes liées à l'environnement financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas connaissance à la date d'enregistrement de ce document. De plus, la réalisation des prévisions nécessite le succès de la stratégie du Groupe. Par conséquent, le Groupe ne s'engage ni ne donne de garanties quant à la réalisation des prévisions énoncées dans la présente section.

Les objectifs présentés ci-dessous et hypothèses sous-jacentes ont également été établies conformément aux dispositions du Règlement délégué (UE) n° 2019/980, complément du règlement (UE) n° 2017/1129, et aux recommandations de l'ESMA sur les prévisions.

Ces objectifs résultent des processus budgétaires et de plan à moyen terme décrit dans la Note 14 des états financiers consolidés ; ils ont été établis sur une base comparable aux informations financières historiques et conformément aux méthodes comptables appliquées aux états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 décrites dans les états financiers consolidés.

6.1.1.1.2.1 Hypothèses

- **stratégie** : confirmation et renforcement de l'ambition du groupe ENGIE de compter parmi les *leaders* de la transition énergétique et climatique. Le Groupe s'attachera à l'achèvement des revues stratégiques en cours afin de créer davantage de valeur et d'allouer efficacement son capital au profit de la croissance, en particulier dans les Renouvelables, les Infrastructures et les activités *Asset-based* dans les Solutions Clients ;
- **climat** : conditions climatiques normalisées en France (distribution de gaz naturel et approvisionnement d'énergie + production hydroélectrique normalisée) ;
- **résultat financier net récurrent** : de 1,4-1,6 milliard d'euros sur 2022-2024 ;
- **taux effectif d'impôt récurrent** : 21-23% pour 2022, 20-22% pour 2023, 22-24% pour 2024 ;
- **taux d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi** : basé sur les conditions du marché au 31 décembre 2021, tel que décrit dans la Note 21 des états financiers consolidés ;
- pas de changement comptable significatif par rapport à 2021 ;
- pas de changements réglementaires et macro-économiques majeurs par rapport à 2021.
- **conditions sanitaires** : absence de confinement majeur dû à la Covid-19 ;
- **taux de change** : taux annuels moyens
  - €/$: 1,14 pour 2022, 1,16 pour 2023 et 1,18 pour 2024,
  - €/BRL : 6,38 sur la période 2022-24 ;
- **tarifs régulés dans les Infrastructures France** :
  - distribution, transport et stockage : tarifs publiés par la CRE en janvier 2020,
  - regazéification : tarifs publiés par la CRE en janvier 2021 ;
- **tarifs régulés pour le gaz naturel et l'électricité en France** : répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs de la fourniture d'énergie *BtoC* en France ;
- **productions** hydraulique, éolienne et solaire moyennes ;
- **nucléaire** :
  - début de la sortie du nucléaire belge avec la fermeture de Doel 3 en octobre 2022 et celle de Tihange 2 en février 2023,
  - disponibilité des centrales nucléaires en Belgique : environ 90% en 2022, 88% en 2023 et 95% en 2024 – sur base de la disponibilité des réacteurs telle que publiée sur REMIT au 1er janvier 2022, hors arrêts définitifs (88%/60%/53% en prenant pour hypothèse une disponibilité de 0% pour les réacteurs devant être définitivement arrêtés conformément à la loi en Belgique) ;
- **volumes et prix couverts** pour la production électrique :
  - 80% à 60 euros/MWh pour 2022,
  - 64% à 55 euros /MWh pour 2023,
  - 32% à 57 euros /MWh pour 2024 ;
- **prix des matières premières** :

  prix des commodités sur les conditions de marché moyennes observées sur le 2nd semestre 2021 :

En €/MWh	2022	2023	2024
Power Base BE	118	79	67
Power Base FR	132	84	71
CSS Peak / Base NL	20 / (1)	10 / (4)	9 / (3)
CSS Peak / Base BE	18 / (4)	12 / (5)	12 / (3)
CSS Peak / Base IT	22 / (10)	15 / 6	15 / 5
CSS Peak / Base FR	50 / 10	24 / (1)	21 / 0
Gas TTF	48	29	22
CO_2	63	64	65

6.1.1.1.2.2 Guidance 2022-2024

Les progrès réalisés dans le cadre du plan stratégique à horizon 2023 présenté l'année dernière posent les bases solides qui permettront à ENGIE d'atteindre son objectif de neutralité carbone tout en continuant à croître sur le long terme.

À horizon 2024, le Groupe prévoit une croissance de ses résultats principalement portée par les investissements dans les Renouvelables et par l'amélioration des performances d'*Energy Solutions*, ainsi qu'une contribution résiliente des Infrastructures. Cette croissance devrait notamment reposer sur une amélioration significative de la productivité. Cette combinaison de facteurs porteurs devrait plus que compenser la baisse des résultats du Nucléaire en Belgique consécutive à l'arrêt des centrales d'ici 2025, et générer une croissance progressive des résultats et des dividendes.

Hypothèses de prix des commodités en Europe retenues dans la guidance pour les volumes *merchant* non couverts : compte tenu de la forte volatilité des prix des commodités en Europe, ENGIE a modifié les hypothèses de prix à terme retenues dans sa guidance. Ces hypothèses de prix concernent majoritairement la partie des volumes *merchant* non couverts de la production nucléaire en Belgique et en France, ainsi que de la production hydroélectrique en France.

Les hypothèses de prix retenues pour la guidance 2022-2024 telle que présentée dans ce document sont basées sur la moyenne des prix à terme en Europe du second semestre 2021. Pour les exercices précédents, les prix retenus pour la guidance étaient les prix à terme en Europe du dernier jour de l'année civile précédente.

Ainsi, entre 2022 et 2024, ENGIE prévoit :

En milliards d'euros	Résultats 2022	Résultats 2023	Résultats 2024
EBITDA	10,7 – 11,1	10,9 – 11,3	11,3 – 11,7
EBIT	6,1 – 6,5	6,2 – 6,6	6,4 – 6,8
Guidance RNRpg	3,1 – 3,3	3,2 – 3,4	3,3 – 3,5

ENGIE continue de viser une notation de crédit "*strong investment grade*" et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x.

À titre indicatif, si les prix à terme au 31 décembre 2021 pour les volumes non couverts avaient été retenus comme par le passé, cela aurait conduit arithmétiquement à une contribution additionnelle au niveau du RNRpg de +0,6 milliard d'euros en 2022, +0,4 milliard d'euros en 2023 et +0,2 milliard d'euros en 2024.

6.1.1.1.2.3 Présentation des principaux objectifs

Le Groupe a fixé des objectifs clairs pour chacune de ses activités principales.

Pour les Renouvelables, l'ambition d'ENGIE est d'atteindre 50 GW de capacité installée à 100% d'ici 2025 et 80 GW d'ici 2030. Ces objectifs reposent sur un pipeline réaliste et en croissance.

Pour les Infrastructures, la base d'actifs régulés en France devrait enregistrer une croissance d'environ 1,5% par an sur la période 2021-2024 et les Infrastructures à l'international participeront également à la croissance du Groupe.

Energy Solutions bénéficie d'un pipeline, en croissance également, de 14 milliards d'euros.

CAPEX

ENGIE confirme son objectif de 15-16 milliards d'euros de Capex de croissance entre 2021 et 2023 et prévoit d'investir environ 5 milliards d'euros principalement dans les mêmes activités clés en 2024.

Les Capex de maintenance devraient être maintenus à environ 2,5 milliards d'euros par an en moyenne jusqu'en 2024, tout en diminuant au fil du temps.

Performance

L'objectif de 0,6 milliard d'euros de contribution nette du plan de performance sur l'EBIT est confirmé pour la période 2021-2023. L'excellence opérationnelle devrait contribuer pour environ 0,25 milliard d'euros, l'optimisation des fonctions support pour environ 0,20 milliard d'euros et la réduction des activités déficitaires pour environ 0,15 milliard d'euros. Cette dynamique de performance se poursuivra en 2024, les actions d'amélioration continue devant y contribuer de manière équivalente aux années 2022 et 2023.

Cessions

L'indication 2021-2023 a été relevée à au moins 11 milliards d'euros d'impact sur la dette financière nette, contre 9-10 milliards d'euros annoncés précédemment.

ENGIE est bien avancé avec déjà environ 9,2 milliards d'euros de cessions signées ou finalisées. Pour 2024, les cessions devraient diminuer de manière significative avec une gestion et une rotation de portefeuille plus limitées.

Évolution de l'EBIT

ENGIE prévoit une croissance de l'EBIT sur l'ensemble de la période, principalement portée par les investissements (environ +1,0 milliard d'euros) et la performance (environ +0,7 milliard d'euros). Ces éléments positifs ne seront que partiellement compensés par les effets de périmètre (environ -0,3 milliard d'euros) et d'autres effets, tels que les volumes, les prix ou les taux de change, pour un effet global d'environ -0,7 à -1,1 milliard d'euros.

Le taux de croissance annuel moyen de l'EBIT entre 2021 et 2024 devrait atteindre 5-6% pour ENGIE hors nucléaire et 1,5-3,5% pour ENGIE dans son ensemble (y compris le nucléaire).

Principaux facteurs de l'évolution de l'EBIT 2022 par activités

	Facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT 2022
Renouvelables	Croissance portée par les capacités nouvellement mises en service, des prix captés plus élevés, le retournement de l'impact de la vague de froid au Texas, partiellement compensés par le retournement de l'effet positif des compensations liées à la décision "GFOM"
Infrastructures	En France, retournement de l'effet positif des températures en 2021 et baisse (lissée) de la rémunération de la BAR, partiellement compensés par la croissance en Amérique latine
Energy Solutions	Amélioration de la performance opérationnelle, partiellement compensée par la normalisation des températures
Production Thermique	Normalisation de la forte performance 2021 en Europe et sortie du charbon, compensée par une contribution plus élevée au Chili
Fourniture d'énergie	Résultats sous pression en raison de la normalisation des températures et du contexte de prix élevés des commodités
Nucléaire	Prix captés plus élevés, compensés par des volumes en baisse (arrêt du premier réacteur en Belgique en octobre 2022) et une taxe nucléaire belge plus élevée

Principaux facteurs de l'évolution de l'EBIT entre 2021 et 2024 par activités

	Facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT 2022	EBIT 2024 estimé
Renouvelables	Contribution des investissements, hausse des prix, partiellement compensées par le retournement des *one-offs* positifs de 2021	+ + + +
Infrastructures	Baisse de la rémunération de la BAR en France, normalisation des températures, partiellement compensées par la contribution des investissements	-
Energy Solutions	Contribution des investissements et amélioration de la contribution d'EVBox	+ +
Production Thermique	Dilution, augmentation des *spreads*, baisse des services ancillaires et augmentation de la disponibilité du portefeuille d'actifs	-
Fourniture d'énergie	Normalisation des températures, amélioration de la marge, croissance des services *BtoC* et du portefeuille de clients en électricité	+
Nucléaire	Baisse des volumes (fermeture progressive des actifs), partiellement compensée par la hausse des prix captés	- -

Chaque signe "+" correspond à une augmentation de 200 millions d'euros, chaque signe "-" correspond à une diminution de 200 millions d'euros.

6.1.1.1.3 Politique de dividende réaffirmée et proposition d'un dividende de 0,85 euro par action pour 2021

ENGIE s'attache à proposer un dividende croissant et pérenne à ses actionnaires.

Le Conseil d'Administration a ainsi réaffirmé la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe, et incluant un dividende plancher de 0,65 euro par action pour la période allant de 2021 à 2023.

Pour 2021, le Conseil d'Administration a ainsi proposé de distribuer 66% du résultat net récurrent part du Groupe, soit un dividende de 0,85 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.

6.1.1.1.4 Avancées stratégiques qui posent les fondations d'une réussite à long-terme

En 2021, ENGIE a atteint ses objectifs dans un contexte énergétique inédit, principalement en tirant parti de la force de son modèle intégré. Grâce à des niveaux de disponibilité élevés des actifs, le Groupe a pu utiliser ses capacités de production flexibles dans un marché tendu. Le bon équilibre des positions contractuelles et des activités, ainsi qu'une liquidité et un bilan solides, ont également permis de gérer de manière efficace et dynamique toutes les expositions, au bénéfice du Groupe et de ses clients.

Poursuite de la croissance en 2021 : accélération dans les Renouvelables et *Energy Solutions* et développement des Infrastructures à l'international

En 2021, ENGIE a poursuivi sa croissance.

Entre 2019 et 2021, le Groupe a mis en service 9 GW de capacités renouvelables, et ce en dépit des tensions accrues sur les chaînes d'approvisionnement observées partout dans le monde tout au long de l'année. La capacité installée totale de Renouvelables du Groupe est désormais supérieure à 34 GW. ENGIE est en ordre de marche pour accélérer ses ajouts annuels de capacité, qui seront désormais de 4 GW en moyenne par an d'ici 2025, pour atteindre 50 GW de capacité renouvelable installée (à 100%) à cet horizon. Pour soutenir son ambition, ENGIE peut compter sur un pipeline solide d'environ 66 GW de projets identifiés.

Après une période d'incertitude liée à la pandémie, 2021 a été marquée par la reprise du développement commercial au sein d'*Energy Solutions*. En décembre 2021, la Ville de Paris a choisi ENGIE et son partenaire, le groupe RATP, pour gérer son réseau de froid en renouvelant la concession pour une durée de 20 ans.

Enfin, en ce qui concerne les Infrastructures à l'international, le début de l'exploitation commerciale de Gralha Azul et les premiers tests de mise sous tension de Novo Estado, les deux lignes de transmission électrique construites par ENGIE au Brésil, constituent des réalisations significatives pour le Groupe.

Avancées majeures dans la réalisation du plan de cession

Au cours de l'année 2021, le plan de recentrage d'ENGIE a enregistré des avancées significatives, avec 9,2 milliards d'euros de cessions engagées ou finalisées à date. Compte tenu de la forte dynamique engagée, l'impact total du plan de cession sur la dette financière nette est désormais attendu à au moins 11 milliards d'euros entre 2021 et 2023, contre une indication initiale de 9 à 10 milliards d'euros.

Simplification et recentrage

Le 5 novembre 2021, ENGIE est entré en négociations exclusives avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. Il s'agit d'une étape majeure dans la mise en œuvre du plan stratégique d'ENGIE, qui contribue à la simplification du Groupe et lui permettra de se concentrer sur l'accélération des investissements dans ses activités cœur. Entité indépendante au sein d'ENGIE depuis le 1er juillet 2021, EQUANS est un leader mondial des activités de services multi-techniques. L'offre ferme et engageante de Bouygues valorise 100% d'EQUANS à 7,1 milliards d'euros en valeur d'entreprise (1) et devrait réduire de 6,8 milliards d'euros la dette financière nette du Groupe. Le processus de cession avance selon le calendrier prévu et sa finalisation, toujours attendue au second semestre 2022, est soumise à l'obtention des autorisations des autorités réglementaires et à la levée des conditions suspensives usuelles.

Par ailleurs, le 31 août, ENGIE a reçu une offre ferme et irrévocable du groupe ALTRAD pour ENDEL, filiale à 100% d'ENGIE et spécialiste de la maintenance industrielle et des services à l'énergie. Il s'agit d'une étape supplémentaire dans la simplification du portefeuille des activités de services.

En mai, ENGIE a finalisé la vente de 10% de GTT. Avec cette cession partielle, GTT est désormais mise en équivalence depuis le mois de juin. Simultanément, ENGIE a émis des obligations échangeables en actions ordinaires existantes de GTT pour un montant nominal total de 290 millions d'euros, obligations ne portant pas intérêt et arrivant à échéance en 2024. En cas d'échange intégral de ces obligations, ENGIE conserverait une participation d'environ 20%, contre 40% avant cette opération.

Enfin, ENGIE a finalisé la vente d'ENGIE EPS en juillet.

Sur le plan du recentrage géographique, le Groupe est sorti ou a signé des accords de sortie, de 18 pays (2) en 2021. Une fois ces sorties effectives, le Groupe opérera dans 35 pays. ENGIE prévoit de ramener sa présence à moins de 30 pays d'ici 2023.

(1) Y compris la dette IFRS 16
(2) Y compris les pays dans lesquels EQUANS est présent

Rééquilibrage du portefeuille d'Infrastructures

Le 22 décembre 2021, ENGIE et son partenaire SIG ont annoncé la finalisation de la cession de 11,5% du capital de GRTgaz. Cette transaction, réalisée sur la base d'un ratio de valeur d'entreprise ramenée à la BAR de 148%, a réduit la dette financière nette d'ENGIE de 1,1 milliard d'euros et illustre la vision commune d'ENGIE et de son partenaire sur le rôle à long terme du gaz et également des gaz renouvelables.

Politique d'investissement et d'allocation des ressources disciplinée

En 2021, le total des investissements s'est élevé à 8,0 milliards d'euros, dont 4,3 milliards dédiés aux investissements de croissance.

Ces derniers sont parfaitement en ligne avec le plan stratégique présenté en mai 2021 pour atteindre l'objectif "Net Zéro Carbone" d'ici 2045 : en effet, les investissements de croissance ont été consacrés aux Renouvelables (44%), aux Infrastructures (31%) et à *Energy Solutions* (17%). De même, une part substantielle (plus de 90%) ont été investis dans des développements organiques.

Premiers résultats du plan de performance

Le plan de performance lancé a permis à ENGIE d'atteindre son objectif 2021 d'une contribution nette à l'EBIT de 0,1 milliard d'euros. L'excellence opérationnelle et l'optimisation des fonctions support ont contribué à l'atteinte de cet objectif.

Pour rappel, la contribution nette à l'EBIT entre 2021 et 2023 de ce plan de performance devrait s'élever à 0,6 milliard d'euros.

6.1.1.1.5 Point sur les actifs nucléaires en Belgique

Le gouvernement belge a proposé un nouveau projet de loi qui devrait être voté au printemps 2022. Il porte sur la disponibilité des fonds relatifs aux provisions nucléaires et propose un calendrier pour le financement des coûts de démantèlement et de gestion des déchets d'ici 2030. Si ce projet de loi est adopté, cela conduirait à un financement supplémentaire des coûts de démantèlement jusqu'en 2030, représentant environ 0,7 milliard d'euros par an entre 2022 et 2024. Electrabel a déjà reconnu et comptabilisé ses obligations relatives aux coûts de démantèlement et de gestion du combustible usé et sa situation financière solide permettra ces financements complémentaires. Ce projet de loi n'incluant pas de changement dans le montant des provisions ou leur méthode d'évaluation, il n'aurait pas d'impact sur la dette nette économique d'ENGIE.

La prochaine révision triennale des provisions nucléaires relatives au démantèlement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets aura lieu au second semestre 2022. Suivant le même processus que lors de la dernière révision en 2019, celle-ci tiendra compte de toute mise à jour requise des taux d'actualisation et des scénarii de référence pour l'estimation de coûts.

6.1.1.1.6 Progrès vers la neutralité carbone et objectifs ESG

Progrès sur la sortie du charbon pour soutenir l'ambition "Net Zéro Carbone"

ENGIE s'est engagé à atteindre l'objectif "Net Zéro Carbone" sur les trois scopes d'ici 2045 en suivant la trajectoire "*well below 2 °C*", avec des jalons intermédiaires. Dans la droite ligne de cet objectif, ENGIE est devenu l'un des membres fondateurs de la "*First Movers Coalition*", lancée lors de la COP26. En rejoignant cette coalition, ENGIE s'engage à acheter des produits à faible teneur en carbone afin de contribuer au développement de chaînes d'approvisionnement décarbonées.

ENGIE poursuit son objectif de sortie du charbon avec la finalisation en octobre de la cession de Jorge Lacerda au Brésil, complexe qui comprend une centrale à charbon de 0,7 GW. Cette transaction contribue à une transition progressive de l'économie régionale, tout en réduisant les impacts socio-économiques locaux et démontre l'importance d'une transition juste pour le Groupe.

En outre, la dernière centrale à charbon d'ENGIE en Europe, située au Portugal, a été arrêtée en novembre 2021.

ENGIE confirme son engagement de sortir de tous les actifs au charbon en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027, y compris s'agissant de la production d'énergie à base de charbon pour les réseaux urbains de chaleur et de froid.

À fin 2021, le charbon représentait 2,9 GW au sein du portefeuille total de production centralisée de 100,3 GW d'ENGIE.

Objectifs clés ESG

En 2021, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie ont baissé pour atteindre 67 millions de tonnes.

ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, celle-ci passant de 31% à fin 2020 à 34% à fin 2021 avec la mise en service de 3 GW de capacités Renouvelables.

En termes de diversité de genres, ENGIE comptait 25% de femmes cadres à fin 2021. Le Groupe met en œuvre des plans d'action pour atteindre un meilleur équilibre homme-femme d'ici 2030.

Résolution "*Say on Climate*"

Dans le cadre du dialogue avec les actionnaires d'ENGIE, le Conseil d'Administration a décidé de les consulter lors de la prochaine Assemblée Générale annuelle sur la stratégie de transition climatique du Groupe.

6.1.1.1.7 Santé et sécurité

En 2021, le groupe ENGIE et ses sous-traitants ont malheureusement déploré plusieurs accidents graves, dont 16 mortels, notamment sur des chantiers de construction. Une réponse coordonnée à l'échelle du Groupe et un plan d'action complet ont été mis en œuvre par les équipes dirigeantes d'ENGIE afin de réévaluer toutes les normes et procédures de sécurité pour l'ensemble des activités et des géographies du Groupe (sous-traitants compris), dans le but de garantir que seules celles répondant aux standards les plus élevés sont appliquées.

Le groupe ENGIE est résolument engagé dans la mise en œuvre de ce plan afin que la sécurité de chaque employé, fournisseur ou sous-traitant soit à chaque instant pleinement garantie.

6.1.1.1.8 Présentation des données opérationnelles et financières

6.1.1.1.8.1 Chiffre d'affaires

En 2021, le **chiffre d'affaires** du Groupe s'est établi à 57,9 milliards d'euros, en hausse de 30,6% en brut et 33,1% en organique.

Chiffre d'affaires contributif, après élimination des opérations intragroupe

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Renouvelables	3 661	2 971	+23,2%	+32,9%
Infrastructures	6 700	6 718	-0,3%	+1,8%
Energy Solutions	9 940	8 840	+12,4%	+13,0%
Production Thermique	4 089	3 281	+24,5%	+29,0%
Fourniture d'Énergie	13 237	10 792	+22,7%	+22,5%
Nucléaire	56	39	+44,3%	+44,3%
Autres	20 183	11 664	+73,0%	+77,9%
TOTAL	**57 866**	**44 306**	**+30,6%**	**+33,1%**

Le chiffre d'affaires des **Renouvelables** s'est élevé à 3 661 millions d'euros, en hausse de 23,2% en brut et de 32,9% en organique. La croissance brute inclut un effet de change négatif lié à la dépréciation du real brésilien par rapport à l'euro. En organique, le chiffre d'affaires a bénéficié de prix captés plus élevés pour la production hydroélectrique en France et au Brésil ainsi que des contributions additionnelles des actifs mis en service en Amérique latine, aux États-Unis et en France.

Le chiffre d'affaires des **Infrastructures** s'est élevé à 6 700 millions d'euros, en baisse de 0,3% en brut et en hausse de 1,8% en organique. La croissance brute est inférieure à la croissance organique à cause des effets de change négatifs en Amérique latine et au Brésil et des cessions en Turquie. En organique, l'augmentation du chiffre d'affaires en France est principalement due à la hausse des volumes de gaz distribués dus à des températures plus froides qu'en 2020. En dehors de France, l'augmentation du chiffre d'affaires provient de la construction des lignes de transport d'électricité Gralha Azul et Novo Estado au Brésil.

Le chiffre d'affaires d'***Energy Solutions*** s'est élevé à 9 940 millions d'euros, en hausse de 12,4% en brut et de 13,0% en organique. La variation brute inclut des effets de change négatifs notamment aux États-Unis. En organique, les niveaux d'activité ont augmenté de manière significative en France tant pour les infrastructures énergétiques décentralisées que pour les services d'efficacité énergétiques, illustrant la forte reprise après les impacts de la Covid en 2020. Les activités en Italie et en Amérique du Nord ont également connu une croissance organique positive.

Le chiffre d'affaires de l'activité Production **Thermique** a augmenté de 24,6% en brut et de 29,0% en organique. La croissance brute inclut des effets de change négatifs principalement en Amérique latine et un effet de périmètre négatif lié à la cession de Jorge Lacerda en octobre 2021 au Brésil. La croissance organique s'explique principalement par la forte performance des activités thermiques en Europe grâce à des conditions de marché exceptionnelles permettant de capter des spreads et un niveau de services ancillaires plus élevés, notamment pour les activités de pompage-turbinage au Royaume-Uni et en Belgique. Les activités thermiques au Moyen-Orient ont contribué à la performance avec une augmentation de la production, de même, en Amérique latine avec l'indexation des tarifs, compensée en partie seulement par des volumes produits plus faibles au Brésil.

Le chiffre d'affaires des activités de **Fourniture d'Énergie** s'est élevé à 13 237 millions d'euros, en hausse de 22,7% en brut et de 22,5% en organique. Outre les effets de change positifs, cette hausse est principalement due à la hausse du prix des commodités et à un effet volume positif sur les ventes de gaz, en lien en raison des températures plus froides qu'en 2020 et avec la reprise après les impacts de la Covid en 2020 favorisant la croissance des activités de services.

Le chiffre d'affaires du **Nucléaire** a été non significatif après élimination des opérations intragroupes, puisque la production a été vendue en interne à d'autres activités du Groupe.

Le chiffre d'affaires des activités **Autres** s'est élevé à 20 183 millions d'euros. L'augmentation de 73,0% est principalement due aux prix plus élevés des commodités combinés à une augmentation des volumes pour les Giants et la fourniture d'énergie *BtoB*.

6.1.1.1.8.2 EBITDA

L'**EBITDA** s'est élevé à 10,6 milliards d'euros, soit une hausse brute de 18,6% et de 21,9% en organique.

Matrice par activité/géographie

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	462	176	1 035	83	11	(67)	1 700
Infrastructures	3 520	119	470	-	18	(7)	4 121
Energy Solutions	593	207	(3)	71	41	(109)	799
Production Thermique	-	743	424	43	448	(30)	1 628
Fourniture d'Énergie	356	60	-	-	48	(20)	445
Nucléaire	-	1 413	-	-	-	-	1 413
Autres	-	-	1	10	(2)	449	457
TOTAL EBITDA	**4 931**	**2 717**	**1 928**	**208**	**565**	**215**	**10 563**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2020
Renouvelables	391	142	924	85	74	(40)	1 576
Infrastructures	3 289	108	449	2	6	(6)	3 848
Energy Solutions	534	186	4	27	48	(62)	738
Production Thermique	-	607	614	40	472	(25)	1 708
Fourniture d'Énergie	256	200	2	-	25	(48)	433
Nucléaire	-	415	-	-	-	-	415
Autres	-	21	(1)	15	(8)	162	189
TOTAL EBITDA	**4 470**	**1 680**	**1 992**	**168**	**617**	**(19)**	**8 908**

6.1.1.1.8.3 EBIT

L'**EBIT**, qui s'est élevé à 6,1 milliards d'euros, a enregistré une hausse brute de 36,8% et de 42,2% en organique.

- taux de change : la détérioration des taux de change se reflète dans l'EBIT avec un impact total négatif de 94 millions d'euros, principalement lié à la dépréciation du real brésilien et du dollar américain ;
- variations de périmètre : l'effet périmètre négatif net de 69 millions d'euros est principalement lié à la cession de 10% des actions de GTT (qui a entraîné un changement de méthode de consolidation des 30% restants) et la vente partielle d'actifs solaires en Inde. Ces effets ont été partiellement compensés par la cession de 29,9% des parts du Groupe dans SUEZ, dont la contribution était négative en 2020 et par la contribution positive des actifs hydrauliques au Portugal acquis en décembre 2020 ;
- températures en France : par rapport à la normale, l'effet température s'est élevé à environ 118 millions d'euros, générant une hausse de 338 millions d'euros par rapport à l'année 2020 pour laquelle les températures étaient plus élevées que la moyenne. Cette variation positive bénéficie aux Infrastructures, à la fourniture d'énergie et aux activités Autres [(1)] en France.

Contribution des activités à l'EBIT 2021

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*	Dont effet temp. (France) vs. 2020
Renouvelables	1 185	1 093	+8,4%	+21,7%	-
Infrastructures	2 314	2 060	+12,3%	+13,1%	210
Energy Solutions	366	305	+19,8%	-0,4%	-
Production Thermique	1 183	1 259	-6,0%	-3,9%	-
Supply	174	184	-5,5%	-6,4%	101
Nucléaire	970	(111)	-	-	-
Autres	(46)	(297)	+84,4%	+86,7%	26
TOTAL	**6 145**	**4 493**	**+36,8%**	**+42,2%**	**338**
EQUANS [(1)]	368	85			
EBIT y compris EQUANS	6 513	4 578	+42,3%	+46,8%	338

(1) EQUANS comptabilisé selon IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées

Matrice par activité/géographie

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	273	120	866	(13)	7	(68)	1 185
Infrastructures	1 825	74	403	-	18	(7)	2 314
Energy Solutions	309	124	(5)	63	27	(152)	366
Production Thermique	-	564	189	41	421	(33)	1 183
Fourniture d'Énergie	202	(29)	-	-	25	(23)	174
Nucléaire	-	970	-	-	-	-	970
Autres	-	-	-	(1)	(2)	(43)	(46)
TOTAL EBIT	**2 609**	**1 823**	**1 453**	**91**	**495**	**(325)**	**6 145**

(1) Premiers effets dans les activités "Autres" liés au transfert d'Entreprises & Collectivités de "Fourniture d'énergie" vers "Autres"

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2020
Renouvelables	152	89	775	54	62	(40)	1 093
Infrastructures	1 608	66	386	2	4	(6)	2 060
Energy Solutions	256	106	1	17	35	(109)	305
Production Thermique	-	437	367	37	443	(25)	1 259
Fourniture d'Énergie	111	118	2	-	6	(52)	184
Nucléaire	-	(111)	-	-	-	-	(111)
Autres	-	20	(1)	-	(8)	(308)	(297)
TOTAL EBIT	**2 127**	**724**	**1 530**	**110**	**542**	**(540)**	**4 493**

Renouvelables : effet positif des prix et contribution des actifs nouvellement mis en service

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBIT	1 185	1 093	+8,4%	+21,7%
CAPEX totaux	2 007	1 631	+23,0%	-
CNR – prix captés *(€/MWh)*	56,4	43,9	+28,5%	-
Marges DBSO [(1)] (contribution EBIT)	31	98	-68,1%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Mises en service *(GW à 100%)*	3,0	3,0		-
Volumes hydro – France *(TWh à 100%)*	15,1	15,3	-0,5%	-

(1) Develop, Build, Share and Operate

3 GW de capacité Renouvelables ont été mises en service en 2021 dans les géographies clés du Groupe, dont 1,8 GW d'actifs éoliens et 1,1 GW d'actifs solaires. Ces nouvelles mises en service d'actifs portent la capacité installée totale (à 100%) à 34,2 GW au 31 décembre 2021.

En novembre 2021, ENGIE, et son partenaire Crédit Agricole Assurances, ont signé un accord pour l'acquisition d'Eolia, l'un des plus grands producteurs d'énergie renouvelable en Espagne. Avec 0,9 GW d'actifs en opération et un portefeuille de 1,2 GW de projets renouvelables, cette acquisition permettra à ENGIE de renforcer sa présence dans la péninsule ibérique.

ENGIE apportera notamment sa valeur ajoutée industrielle en prenant en main la gestion du pipeline de projets et en fournissant une gamme complète de services (exploitation et maintenance, gestion des actifs, gestion de l'énergie et services associés) aux actifs en opération. Une fois finalisée, cette transaction aura un impact sur la dette nette du Groupe de 0,4 milliard d'euros pour une valeur d'entreprise d'environ 2 milliards d'euros.

Outre Eolia, ENGIE a encore renforcé son pipeline avec les acquisitions d'Assul Sol au Brésil.

Plus récemment, en janvier 2022, Ocean Winds, la joint-venture d'ENGIE avec EDPR dans l'éolien en mer, a obtenu les droits de développement de nouvelle capacité éolienne en mer en Écosse pour environ 1 GW. De même, en Corée du Sud, au sein d'une coentreprise avec Aker Offshore Wind (33,3%), Ocean Winds a obtenu les droits de développement exclusifs de 870 MW de capacité éolienne en mer flottante en Corée du Sud. L'attribution de droits supplémentaires de 450 MW est également attendue prochainement.

Le Groupe poursuit son développement et accompagne ses clients dans leurs efforts de décarbonation de leurs activités, comme en témoigne la signature d'un montant total de 2,1 GW de contrats long-terme de vente d'électricité renouvelable aux entreprises ("cPPAs"), confirmant sa position de leader en tant que fournisseur de cPPAs renouvelables dans le monde.

Les Renouvelables ont enregistré une augmentation organique de l'EBIT de 21,7%, principalement grâce à des prix captés plus élevés (+335 millions d'euros) pour la production hydroélectrique en France et au Brésil et à des compensations liées à la décision "GFOM" plus élevées (+87 millions d'euros par rapport à l'année dernière). Les capacités mises en service, principalement aux États-Unis et au Brésil, ont également contribué à cette augmentation (+102 millions d'euros). Cette performance positive a été partiellement réduite par l'impact de l'épisode de froid extrême survenu au Texas en février 2021 (environ -90 millions d'euros), des marges DBSO en baisse et des volumes hydro moins importants au Brésil et en France.

Infrastructures : températures plus froides en Europe et contribution des Infrastructures à l'international en hausse

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	4 121	3 848	+7,1%	+7,6%
EBIT	2 314	2 060	+12,3%	+13,1%
CAPEX totaux	2 525	2 591	-2,6%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Effet température – France *(EBIT en millions d'euros)*	75	(135)	210	-
Compteurs communicants – France *(millions)*	9,2	6,9	2,2	-

Les Infrastructures gazières en France ont maintenu un niveau élevé de fiabilité et ont réalisé une performance solide tant en matière d'efficacité opérationnelle que dans le développement des gaz renouvelables, appelés à jouer un rôle de plus en plus important à long-terme. 2,2 millions de compteurs communicants ont été installés en 2021, soit près de 9,2 millions déployés au total. De même, 147 nouveaux sites de production de biométhane ont été raccordés aux réseaux d'ENGIE en France, ce qui porte à 351 le nombre total de sites raccordés. Au total, ces unités peuvent contribuer à une production annuelle allant jusqu'à 6,1 TWh.

Au Brésil, sur les deux lignes de transport d'électricité construites par ENGIE, l'exploitation commerciale de Gralha Azul a démarré et les premiers essais de mise sous tension ont été réalisés sur Novo Estado. L'activité de transport de gaz TAG a également contribué à la performance des Infrastructures à l'international. Les résultats de TAG sont d'ailleurs supérieurs à ceux attendus au moment de l'acquisition.

Les Infrastructures ont enregistré une augmentation organique de l'EBIT de 13,1%.

L'EBIT des Infrastructures en France a augmenté de 216 millions d'euros grâce à des températures plus froides et à la reprise post-Covid. Cette hausse a cependant été partiellement réduite par des volumes transportés souscrits en baisse et par l'effet négatif attendu sur les revenus consécutifs aux révisions régulatoires. L'EBIT hors de France a quant à lui augmenté de 51 millions d'euros grâce à une contribution organique en hausse de TAG, ainsi qu'à des températures plus froides dans le reste de l'Europe.

Energy Solutions : bon développement commercial et amélioration de la performance compensés par les coûts de développement en hausse d'EVBox

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	9 940	8 840	+12,4%	+13,0%
EBIT	366	305	+19,8%	-0,4%
CAPEX totaux	901	767	+17,5%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Cap. Installées infra. Décentralisées *(GW)*	23	22,6 (1)	+1,8%	-
Marge d'EBIT (hors EVBox)	+5,2%	+4,1%	+110 bps	-
Backlog – Concessions en France *(milliards d'euros)*	16,8	13,3	+3,5%	-

(1) Données retraitées pour ne pas tenir compte des pays dont ENGIE est sorti ou a arrêté les développements à la suite à la rationalisation géographique présentée en mai 2021

La capacité nette installée des infrastructures énergétiques décentralisées a augmenté de 0,4 GW en 2021 (en tenant compte de 0,8 GW de capacité vendus au Qatar) et 1,5 GW sont actuellement en construction.

Le 6 décembre 2021, ENGIE, aux côtés de son partenaire RATP, a été sélectionné par la Ville de Paris pour gérer son réseau de froid à partir d'avril 2022. Le renouvellement de cette concession pour 20 ans couvre la production, le stockage, le transport et la distribution d'énergie frigorifique de la ville, et générera un chiffre d'affaires prévisionnel de 2,4 milliards d'euros pour toute la durée du contrat. ENGIE sera également en charge de l'extension du réseau de 158 km d'ici 2042, afin de desservir tous les arrondissements de Paris et de s'ouvrir à de nouveaux clients tels que les hôpitaux, les crèches, les écoles et les maisons de retraite.

Energy Solutions a enregistré une variation organique négative de son EBIT de 0,4%. L'EBIT des infrastructures énergétiques décentralisées a augmenté de 14 millions d'euros pour atteindre 385 millions d'euros, principalement grâce à une bonne performance opérationnelle notamment en Amérique du Nord et en France ainsi qu'à des températures plus froides pour les réseaux de chauffage urbain en France.

L'EBIT des services d'efficacité énergétique a augmenté de 74 millions d'euros pour atteindre 126 millions d'euros, grâce à la reprise progressive post-Covid permettant une amélioration de la performance opérationnelle. Ces variations positives ont été entièrement compensées par des coûts liés au développement d'EVBox plus élevés (contribution en baisse de 90 millions d'euros pour atteindre (145) millions d'euros en 2021).

En décembre 2021, TPG, EVBox et ENGIE ont mutuellement décidé de mettre fin à l'accord de fusion signé en décembre 2020, les parties n'étant pas parvenues à s'entendre sur un nouvel accord avant la date d'expiration du 31 décembre 2021. Cette décision a été motivée par un certain nombre de facteurs, notamment les graves répercussions de la pénurie mondiale de composants sur l'activité d'EVBox, qui ont eu un impact sur les ventes mais également sur les marges en raison de la hausse des coûts. ENGIE met en œuvre des actions pour limiter les impacts de la pénurie et remédier à la sous-performance actuelle. ENGIE estime que l'avenir d'EVBox en tant que leader sur le marché des fournisseurs de solutions de recharge est très prometteur et reste engagé pour soutenir EVBox dans sa croissance.

Production Thermique : effets négatifs au Chili, hausse des spreads et services ancillaires, captés par les actifs pilotables flexibles en Europe

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	1 628	1 708	-4,7%	-2,4%
EBIT	1 183	1 259	-6,0%	-3,9%
Indicateurs de performance opérationnelle				
CSS moyen capté – Europe *(€/MWh)*	19,0	12,0	+62,9%	-
Capacité installée *(GW)*	59,9	63,6	(3,7)	-

Les activités Thermiques ont atteint un haut niveau de fiabilité avec un taux d'indisponibilités internes non planifiées inférieur à 5%. Ces activités offrent une flexibilité importante dans un contexte d'intermittence des énergies renouvelables et contribuent à la sécurité d'approvisionnement future.

Le 31 octobre 2021, les deux projets d'ENGIE de turbines à gaz à cycle combiné (CCGT) à Vilvorde et sur le site des Awirs, d'une capacité de 875 MW chacun, ont été sélectionnés pour un contrat de 15 ans dans le cadre des premières enchères du Mécanisme de Rémunération de la Capacité (CRM) en Belgique. Ces projets représentent un investissement d'environ 0,5 milliard d'euros chacun. Sous réserve de la finalisation du processus d'obtention des autorisations, le Groupe lancera les travaux sur le site des Awirs afin que le projet soit finalisé le 1er novembre 2025 au plus tard. Pour la centrale de Vilvorde, le Groupe a introduit une nouvelle demande de permis environnemental en janvier 2022 à la suite d'un rejet par la Région Flamande en octobre 2021. Ces centrales s'inscrivent dans la transition vers une production d'électricité décarbonée car elles seront capables de valoriser des gaz verts, et tendront à long terme vers la neutralité carbone.

Les activités Thermiques continuent de réduire leurs émissions de CO_2. Dans cette optique, ENGIE a finalisé la cession de Jorge Lacerda au Brésil en octobre 2021 et a arrêté en novembre l'exploitation de sa dernière centrale à charbon en Europe située au Portugal, réduisant ainsi la capacité à 100% d'actifs au charbon à moins de 3 GW (à 100%).

Les activités Thermiques ont enregistré une baisse organique de l'EBIT de 3,9%. 2021 a néanmoins été une bonne année, qui a succédé à une très bonne année 2020.

L'EBIT contracté a diminué de 200 millions d'euros pour s'établir à 656 millions d'euros, principalement en raison de l'impact combiné de la hausse des prix spot d'approvisionnement due à une faible production hydroélectrique, de la moindre disponibilité des centrales thermiques et de la hausse des prix des combustibles au Chili. L'EBIT *Merchant* a augmenté de 151 millions d'euros pour atteindre 527 millions d'euros, bénéficiant en Europe de la hausse des services ancillaires et des *spreads* captés par les centrales à gaz pilotables et les actifs de pompage-turbinage.

Fourniture d'énergie : marges en baisse et retournement des éléments exceptionnels positifs de 2020, partiellement compensées par des volumes plus élevés.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	445	433	+2,6%	+2,0%
EBIT	174	184	-5,5%	-6,4%
Effet température – France *(EBIT en millions d'euros)*	34	(67)	86	-

En France, 2,6 millions de clients particuliers bénéficient des offres de gaz aux tarifs réglementés d'ENGIE. Pour limiter l'impact de la hausse des prix des commodités pour les ménages français, le gouvernement français a décidé de mettre en place un gel des tarifs réglementés à partir du 1er novembre 2021. En octobre, ce dernier a proposé un amendement à la loi de finances 2022 en vue de compenser ENGIE et d'autres fournisseurs pour les pertes de revenus dues à cette mesure. Cet amendement a ensuite été adopté par le Sénat et par l'Assemblée nationale, permettant ainsi à ENGIE de comptabiliser des créances et ainsi de neutraliser l'impact de ce gel des tarifs dans le compte de résultat.

L'EBIT de la fourniture d'énergie s'est élevé à 174 millions d'euros, en baisse de 6,4% sur une base organique.

Cette baisse de l'EBIT est principalement due à un effet prix négatif (-112 millions d'euros par rapport à l'année dernière), notamment imputable aux marges plus faibles pour la fourniture d'électricité en Belgique et pour la fourniture du gaz en Roumanie, compensé, en partie seulement, par des marges plus élevées et une meilleure couverture en Australie. D'autres effets (-34 millions d'euros), tels que le retournement de *one-offs* positifs en 2020, ont également pesé sur la performance annuelle.

L'effet volumes a été positif (+143 millions d'euros) en raison des températures plus froides et de la reprise progressive consécutive à l'amélioration de la situation sanitaire liée à la Covid.

Nucléaire : performance exceptionnelle résultant de prix captés plus élevés et d'une meilleure disponibilité

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	1 413	415		
EBIT	970	(111)		
CAPEX totaux	1 462	1 740	-16,0%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production *(BE + FR, proport, TWh)*	47,4	36,5	+10.9 TWh	-
Disponibilité (Belgique, à 100%)	91,8%	62,6%	+2 920 bps	-

Les actifs de production Nucléaire d'ENGIE en Belgique ont atteint un niveau élevé de disponibilité, de 92%, contre 63% en 2020, générant ainsi des volumes produits beaucoup plus élevés que l'année dernière.

L'EBIT du Nucléaire s'est élevé à 970 millions d'euros en 2021, après trois années consécutives de contribution négative, et un EBIT négatif de 111 millions d'euros en 2020. Cette performance résulte d'une combinaison de prix captés plus élevés (+733 millions d'euros) et d'une meilleure disponibilité (+518 millions d'euros), tant sur les droits de tirage en France que sur les centrales en Belgique. Elle est partiellement compensée par l'augmentation des taxes spécifiques aux centrales en Belgique, qui se sont élevées à 149 millions d'euros en 2021. Les amortissements ont diminué à la suite des pertes de valeur comptabilisées en 2020.

Activités "Autres" : solide performance commerciale et de *trading* et baisse des coûts *Corporate*

L'EBIT des activités "Autres" s'est élevé à 46 millions d'euros, soit une amélioration de 250 millions d'euros par rapport à 2020. Cette amélioration s'explique principalement par les solides performances commerciales et de *trading* de GEMS (*Global Energy Management & Sales* [1]), notamment au cours du second semestre 2021 dans un contexte de forte volatilité. Elle s'explique également par la reprise post-Covid ainsi que de températures plus froides. Dans l'ensemble, la contribution de GEMS a augmenté de 318 millions d'euros pour atteindre 564 millions d'euros.

Les activités "Autres" ont également été impactées négativement par la normalisation de la contribution de GTT (en baisse de 34 millions d'euros à 70 millions) après une contribution record en 2020.

Enfin, les coûts *Corporate* ont diminué par rapport à l'année dernière.

EQUANS, activités non poursuivies

À la suite de l'entrée en négociations exclusives avec Bouygues le 5 novembre 2021, EQUANS a été comptabilisé comme "Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées" selon la norme comptable IFRS 5, donc présenté dans les résultats de l'exercice 2021 comme "activités abandonnées".

Afin de permettre la comparabilité des résultats de l'année par rapport à la guidance, les différents indicateurs financiers du Groupe se décomposent comme suit :

En milliards d'euros	Activités poursuivies	Activités non poursuivies	Total	Guidance
EBITDA	10,6	0,6	11,2	10,8-11,2
EBIT	6,1	0,4	6,5	6,1-6,5
RNRpg	2,9	0,2	3,2	3,0-3,2
Dette nette économique / EBITDA	3,6x	-	3,5x	≤ 4,0x

Les chiffres de la colonne "total" se comparent à la *guidance* 2021 mise à jour pour la dernière fois le 10 novembre 2021.

6.1.1.1.9 Analyse de la croissance organique en base comparable

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute/organique *(en %)*
Chiffres d'affaires	**57 866**	**44 306**	**+30,6%**
Effet périmètre	(49)	(509)	-
Effet change	-	(342)	-
Données comparables	**57 817**	**43 455**	**+33,1%**

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute/organique *(en %)*
EBITDA	**10 563**	**8 908**	**+18,6%**
Effet périmètre	(34)	(156)	-
Effet change	-	(116)	-
Données comparables	**10 529**	**8 637**	**+21,9%**

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute/organique *(en %)*
EBIT	**6 145**	**4 493**	**+36,8%**
Effet périmètre	(32)	(101)	-
Effet change	-	(94)	-
Données comparables	**6 113**	**4 298**	**+42,2%**

(1) Activités de fourniture d'énergie BtoB transférées des activités "Fourniture d'énergie" à GEM dans les activités "Autres" dans le courant de l'année 2021

Le calcul de la croissance organique vise à présenter des données comparables tant en termes de taux de change utilisés pour la conversion des états financiers de sociétés étrangères qu'en termes d'entités contributives (méthode de consolidation et contribution en termes de nombre de mois comparable). La croissance organique en pourcentage représente le rapport entre les données de l'année en cours (N) et de l'année précédente (N-1) retraitées comme suit :

- les données N-1 sont corrigées en supprimant les contributions des entités cédées au cours de la période N-1 ou prorata temporis pour le nombre de mois postérieurs à la cession en N ;
- les données N-1 sont converties au taux de change de la période N ;
- les données N sont corrigées des données des acquisitions N ou prorata temporis pour le nombre de mois antérieurs à l'acquisition en N-1.

6.1.1.2 Autres éléments du compte de résultat

La réconciliation de L'EBIT au Résultat net se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)	Variation brute *(en %)*
EBIT	**6 145**	**4 493**	**+36,8%**
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	721	198	
(+) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	50	(137)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**6 916**	**4 554**	**+51,9%**
Pertes de valeur	(1 028)	(3 502)	
Restructurations	(204)	(257)	
Effets de périmètre	1 107	1 641	
Autres éléments non récurrents	(69)	(879)	
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**6 722**	**1 558**	**+331,6%**
Résultat financier	(1 350)	(1 634)	
Impôts sur les bénéfices	(1 695)	(666)	
Résultat net des activités non poursuivies	**80**	**(151)**	
RÉSULTAT NET	**3 758**	**(893)**	**+521,0%**
Résultat net récurrent part du Groupe	**3 158**	**1 703**	
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**1,26**	**0,63**	
Résultat net part du Groupe	**3 661**	**(1 536)**	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**97**	**644**	

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

La réconciliation du Résultat net récurrent part du Groupe au Résultat net part du Groupe se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Résultat net récurrent part du Groupe	**3 158**	**1 703**
Pertes de valeur et autres	(1 122)	(4 822)
Restructurations	(204)	(257)
Effets de périmètre	1 107	1 641
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	721	198
Résultat net part du Groupe	**3 661**	**(1 536)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 6 722 millions d'euros, en hausse par rapport au 31 décembre 2020 principalement en raison de la croissance de l'EBIT, de moindres pertes de valeur et de moindres autres éléments non récurrents, partiellement compensés par de moindres résultats de cession d'actifs.

Le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 1 028 millions d'euros (contre 3 502 millions d'euros au 31 décembre 2020) portant notamment sur des actifs concernés par la sortie de la production thermique à base de charbon annoncée par le Groupe en 2021 (228 millions d'euros), des actifs concernés par la revue stratégique des Solutions Clients annoncée par le Groupe en 2020, en France, en Afrique et en Asie (196 millions d'euros), et des actifs ayant fait l'objet de révisions de perspectives moyen et long terme ou ayant rencontré des difficultés opérationnelles, notamment des actifs de productions d'énergies renouvelables en Amérique latine et des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Asie (311 millions d'euros) (voir Note 10.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;

- des charges de restructuration de 204 millions d'euros (contre 257 millions d'euros au 31 décembre 2020) (voir Note 10.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- des "Effets de périmètre" pour +1 108 millions d'euros comprenant principalement le résultat relatif à la cession de 10% du capital de GTT et à la réévaluation des 30% restants (628 millions d'euros) et un complément de prix sur la cession de 29,9% de la participation d'ENGIE dans SUEZ (347 millions d'euros) (voir Note 10.3 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- des "Autres éléments non récurrents" pour un montant de –69 millions d'euros contre – 879 millions d'euros au 31 décembre 2020. En 2020, ce montant comprenait notamment pour -726 millions d'euros l'impact comptable initial de l'extension, au reste de ses positions gaz en Europe, du mode gestion en trading initié par la BU GEM en 2017 ainsi que les impacts de la révision de provisions pour démantèlement et réhabilitation de sites industriels (voir Note 10.4 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Le **résultat financier** s'élève à -1 350 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre -1 634 millions d'euros au 31 décembre 2020 (voir Note 11 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") en dépit d'un coût moyen de la dette brute en hausse. Cette amélioration résulte principalement de l'impact positif du différentiel de variation de juste valeur des OPCVM détenus par Synatom. Retraité des éléments non récurrents, le résultat financier s'élève à –1 494 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre –1 377 millions d'euros au 31 décembre 2020. Cette dégradation provient notamment de l'accroissement du coût de la dette au Brésil, de l'ordre de 12% contre 7% en 2020, porté par l'inflation – la dette au Brésil, pour 80% à taux variable par cohérence avec l'indexation inflation des revenus opérationnels sous-jacents, représente environ 10% de la dette consolidée.

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2021 s'établit à –1 695 millions d'euros (contre -666 millions d'euros au 31 décembre 2020). Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 29,3% en 2021 contre 30,5% en 2020, principalement en raison :

- de la baisse du taux d'impôt normatif en France en 2021 (28,40% contre 32,02% en 2020) et de l'évolution du mix de taux dans les différents pays – environ *-2,1 points ;*
- et de l'évolution favorable des pertes dans les pays ne reconnaissant que partiellement leurs actifs d'impôt différé notamment en Belgique, aux USA, en Italie et en Allemagne *– environ -7 points ;*

qui ne sont que partiellement compensés par *:*

- des réductions d'actifs d'impôt différé dans certains pays (Australie, Luxembourg, Pays-Bas) et l'accroissement de provisions pour positions fiscales incertaines dans d'autres *– environ +7 points*
- et par l'effet sur les positions d'impôts différés passifs de la hausse du taux d'impôt futur sur les résultats votée au Royaume-Uni – *environ +1 point*.

Le taux effectif d'impôt total est en forte hausse (36,9% contre -169,9% en 2020), essentiellement en raison de la non-fiscalisation de pertes liées à des résultats non récurrents (notamment sur certains dérivés) en Belgique, en Australie et aux États-Unis, et par l'évolution des provisions pour risques fiscaux. À noter qu'en 2020, le taux effectif d'impôt était facialement biaisé par une base de résultat très faible.

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'est élevé à 2,9 milliards d'euros contre 1,7 milliard d'euros au 31 décembre 2020. Cette hausse était principalement due à la forte croissance de l'EBIT et à la baisse du taux effectif d'impôt récurrent de 30,5% à 29,3%.

Le **résultat net récurrent part du Groupe, y compris EQUANS** s'est élevé à 3,2 milliards d'euros contre 1,7 milliard d'euros au 31 décembre 2020.

Le **résultat net part du Groupe, y compris EQUANS** est de 3,7 milliards d'euros. L'augmentation de 5,2 milliards d'euros par rapport à 2020 est principalement liée à la hausse du résultat net récurrent part du Groupe et à la baisse des pertes de valeur comptabilisées.

Les pertes de valeur comptabilisées en 2021 de 1,0 milliard d'euros sont principalement liées à des actifs au charbon au Brésil et renouvelables au Mexique.

Les plus-values de cession de 1,1 milliard d'euros sont principalement liées à la vente de la participation de 10% dans GTT (y compris la réévaluation des 30% conservés) et au complément de prix sur la participation de 29,9% dans SUEZ vendue en 2020.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à 97 millions d'euros (contre 644 millions d'euros au 31 décembre 2020). Cette variation résulte principalement des partenariats de production renouvelable aux États-Unis, qui ont enregistré des résultats latents de couverture économique de matières premières négatifs sur positions nettes vendeuses dans un contexte de forte augmentation des prix des commodités.

Le **Retour des Capitaux employés (ROCE**) s'est amélioré au cours de l'année 2021 d'environ 5,7% en 2020 à environ 9,1% en 2021, principalement grâce à l'amélioration de l'EBIT et la diminution du taux d'impôt.

6.1.1.3 Évolution de l'endettement financier net

L'**endettement financier net** s'établit à 25,4 milliards d'euros, en hausse de 2,9 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2020.

- des dépenses d'investissement sur la période de 8,0 milliards d'euros, dont 1,3 milliard d'euros dédié au financement des provisions nucléaires en Belgique ;
- les versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,4 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,4 milliard d'euros principalement en Amérique latine et à GRTgaz) ;
- divers autres éléments, à hauteur de 1,5 milliard d'euros, principalement liés aux nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location, au remboursement des d'obligations hybrides et à des effets de change ;

ont été que partiellement compensés par :

- le *Cash Flow From Operations* de 6,3 milliards d'euros (8,5 milliards d'euros hors appels de marge) ; et
- les cessions de 2,0 milliards d'euros, principalement GRTgaz.

Les mouvements relatifs à l'endettement financier net sont les suivants :

En millions d'euros

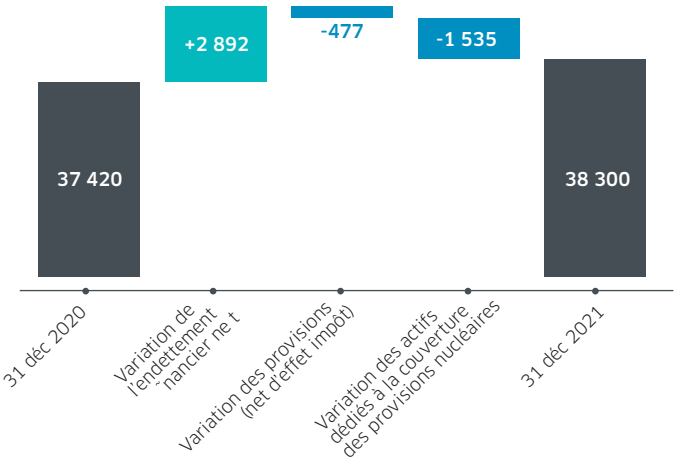


(1) CAPEX nets des produits de cession dans le cadre des activités DBSO
(2) Hors produits de cession dans le cadre des activités DBSO

La **dette nette économique** s'est élevée à 38,3 milliards d'euros, en hausse de 0,9 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2020. L'augmentation de la dette financière nette a été partiellement compensée par le financement des provisions nucléaires (1,3 milliard d'euros) et les gains actuariels sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (0,8 milliard d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette économique sont les suivants :

En millions d'euros



Le **ratio endettement financier net/EBITDA** s'élève à 2,4x, en baisse de 0,1x par rapport au 31 décembre 2020. Le coût moyen de la dette brute s'est établi à 2,63%, en hausse de 25 points de base par rapport au 31 décembre 2020.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Endettement financier net	25 350	22 458
EBITDA	10 563	8 908
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	**2,40**	**2,52**

Le **ratio dette nette économique/EBITDA** s'élève à 3,6x, en baisse de 0,4x par rapport au 31 décembre 2020 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Dette nette économique	38 300	37 420
EBITDA	10 563	8 908
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	**3,62**	**4,20**

6.1.1.3.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

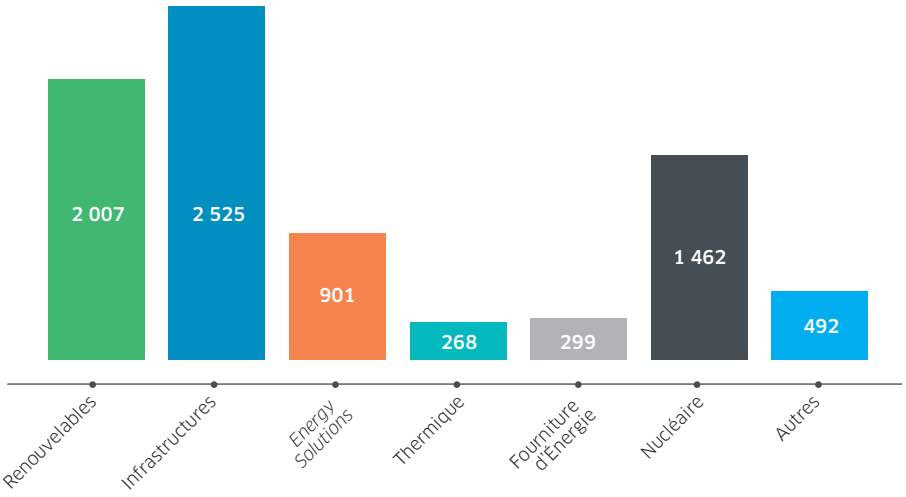
Le ***cash flow* des opérations** s'est établi à 6,3 milliards d'euros, en baisse de 0,4 milliard d'euros par rapport à 2020. Cette baisse s'explique principalement par les variations négatives du besoin en fonds de roulement (-1,4 milliard d'euros), principalement dues aux appels de marge (-2,2 milliards d'euros), qui ont plus que compensé la hausse des flux de trésorerie d'exploitation (+1,3 milliard d'euros). Les impôts et intérêts payés ont également été légèrement plus élevés.

6.1.1.3.2 Investissements nets

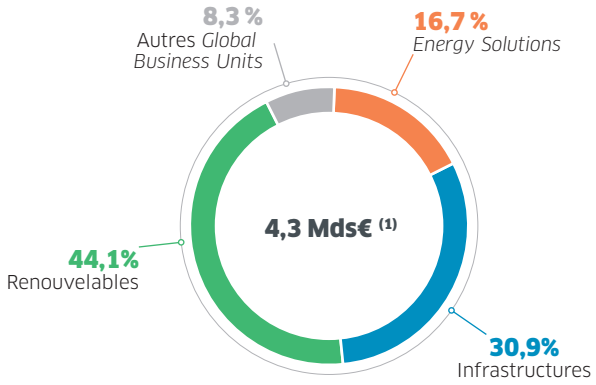
Le **total des investissements s'est élevé à 6,1 milliards d'euros**, dont 4,3 milliards d'euros dédiés aux investissements de croissance.

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) par activité

En millions d'euros



Les investissements de croissance s'élèvent à 4,3 milliards d'euros et se détaillent comme suit par activité :



Principaux projets *(en Mds €)*	
Renouvelables	**1,9**
États-Unis – Éolien & Solaire	0,8
France renouvelables	0,3
Amérique latine – Éolien & Solaire	0,3
Infrastructures	**1,3**
GRDF – Compteurs intelligents + développement des réseaux	0,6
Brésil – Lignes de transmission d'électricité	0,3
Solutions Clients	**0,7**
US Georgetown University	0,2
ENGIE Solutions – divers projets	0,2

(1) Net des cessions dans le cadre des activités DBSO, hors Corporate, et Synatom considéré comme faisant partie des investissements de maintenance

La **matrice activités/géographies** des investissements de croissance se détaille comme suit :

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	244	122	462	773	183	104	1 887
Infrastructures	812	68	440	-	-	-	1 320
Energy Solutions	209	122	15	298	24	45	712
Production Thermique	-	8	26	-	(57)	7	(17)
Fourniture d'Énergie	74	46	-	-	11	24	155
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	1	-	1	217	218
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**1 338**	**366**	**943**	**1 071**	**161**	**396**	**4 274**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	152	63	635	122	(453)	1 010	1 529
Infrastructures	822	40	659	-	1	57	1 579
Energy Solutions	208	38	4	247	22	72	591
Production Thermique	-	13	122	-	(111)	3	28
Fourniture d'Énergie	60	49	-	-	8	27	144
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	3	9	1	(10)	2
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**1 241**	**204**	**1 423**	**378**	**(532)**	**1 159**	**3 873**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Les **investissements nets** de la période s'élèvent à 6,1 milliards d'euros et comprennent :

- des investissements de croissance pour 4,3 milliards d'euros (voir ci-dessus) ;
- des investissements de maintenance bruts pour 2,4 milliards d'euros ;
- de l'augmentation nette de 1,3 milliard d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location enregistrés sur la période (0,4 milliard d'euros) ;
- des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités pour 0,3 milliard d'euros ; et
- des cessions représentant un montant de 2,0 milliards d'euros.

6.1.1.3.3 Dividendes et mouvements sur capitaux

Les dividendes et mouvements sur capitaux s'élèvent à 1,9 milliard d'euros et comprennent le versement en mai du dividende d'ENGIE au titre de l'exercice 2020 pour 1,4 milliard d'euros, les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 0,4 milliard d'euros, et le paiement des coupons de la dette hybride pour 0,1 milliard d'euros.

6.1.1.3.4 Endettement financier net au 31 décembre 2021

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 83% en euros, 11% en dollars américains et 10% en real brésiliens au 31 décembre 2021.

L'endettement financier net est libellé à 91% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 11,8 ans.

Au 31 décembre 2021, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,0 milliards d'euros.

6.1.1.3.5 Rating

Le 17 janvier 2022, Moody's a confirmé sa note Baa1/P-2 les engagements financiers non garantis de premier rang, avec une perspective stable.

Le 15 octobre 2021, Fitch a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à A- qu'il avait abaissé le 24 mars 2021 et a confirmé sa notation court terme F1, avec une perspective stable.

Le 7 juin 2021, S&P a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à BBB+ et sa notation court terme à A-2, avec une perspective stable.

6.1.1.4 Autres postes de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation nette
Actifs non courants	**117 418**	**93 095**	**24 323**
Dont goodwill	*12 799*	*15 943*	*(3 144)*
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	*57 863*	*57 085*	*778*
Dont instruments financiers dérivés	*25 616*	*2 996*	*22 620*
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	*8 498*	*6 760*	*1 738*
Actifs courants	**107 915**	**60 087**	**47 828**
Dont créances commerciales et autres débiteurs	*32 556*	*14 295*	*18 260*
Dont instruments financiers dérivés	*19 373*	*8 069*	*11 304*
Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	*11 881*	*1 292*	*10 589*
Capitaux propres	**41 980**	**33 856**	**8 124**
Provisions	25 459	27 073	(1 613)
Dettes financières	41 048	37 939	3 109
Instruments financiers dérivés	46 931	13 125	33 806
Autres passifs	69 916	41 191	28 725
Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	*7 415*	*488*	*6 927*

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 57,9 milliards d'euros, en hausse de 0,8 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2020. Cette variation résulte pour l'essentiel des acquisitions et développements de la période (+7,2 milliards d'euros), des écarts de conversion (+1 milliard d'euros principalement lié à l'appréciation du dollar américain et de la livre sterling), partiellement compensés par des amortissements (-4,6 milliards d'euros), par le classement des activités d'EQUANS en "Activités non poursuivies" (-1,5 milliard d'euros) et par des pertes de valeurs (-1,0 milliard d'euros).

Les ***goodwill*** s'établissent à 12,8 milliards d'euros en baisse de 3,1 milliards d'euros essentiellement due au classement en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" des activités d'EQUANS.

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** augmentent de 1,7 milliard d'euros notamment dû à la cession de 10% dans GTT et sa comptabilisation désormais en mise en équivalence.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 42 milliards d'euros, en hausse de 8,1 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2020. Cette hausse provient essentiellement des autres éléments du résultat global (5,7 milliards d'euros dont +4 milliards d'euros au titre des couvertures de flux de trésorerie sur matières premières, +1,7 milliard d'euros de pertes et gains actuariels et 0,9 milliard d'euros d'écarts de conversion) et du résultat net de la période (+3,8 milliards d'euros), partiellement compensés par les dividendes distribués (-1,7 milliard d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 25,5 milliards d'euros, en baisse de 1,6 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2020. Cette baisse provient principalement des gains actuariels sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme (-2,0 milliards d'euros) en raison de la forte hausse des taux d'actualisation sur la période (voir Note 20 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

La variation à la hausse des **instruments financiers dérivés** et des **créances commerciales et autres débiteurs** par rapport au 31 décembre 2020 s'explique principalement par la variation des prix des matières premières sur la période.

Les actifs et passifs classés sur les lignes "**Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente**" et "**Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente**" se composent principalement au 31 décembre 2021 des activités d'EQUANS.

6.1.1.5 Comptes sociaux

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux d'ENGIE SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2021, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 36 224 millions d'euros, en croissance par rapport à 2020 (19 272 millions d'euros), aussi bien sur le marché du gaz que celui de l'électricité.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à -846 millions d'euros au 31 décembre 2021, en amélioration de 794 millions d'euros par rapport à l'exercice 2020 où il était de -1 640 millions d'euros. La marge énergie se dégrade de 1 009 millions d'euros.

Le résultat financier est de 381 millions d'euros, en baisse de 1 058 millions d'euros par rapport à 2020 en raison principalement d'une baisse des dividendes reçus.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel, positif de +1 771 millions d'euros, principalement constitué des variations de valeurs des titres de participation (dont Electrabel) et de plus-value de cession de titres (dont GRTgaz).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 474 millions d'euros, contre un produit d'impôt de 532 millions d'euros à la clôture précédente, incluant un produit d'intégration fiscale de 408 millions d'euros.

Le résultat net ressort à +1 780 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 31 211 millions d'euros contre 30 702 millions d'euros à fin 2020, soit une augmentation de 509 millions d'euros liée au résultat de l'exercice 2021 (1 780 millions d'euros), et au paiement du dividende 2020 pour un montant de -1 305 millions d'euros.

Au 31 décembre 2021, les dettes financières ressortent à 39 361 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 11 232 millions d'euros (dont 7 533 millions d'euros de comptes courants des filiales).

Informations relatives aux délais de paiement

En application de l'article D. 441-4 du Code de Commerce, les sociétés dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs et de leurs clients, afin de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement.

Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs et des clients mentionnés à l'article D.441-4 du Code de commerce

	Article D. 441 I.- 1° : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.- 2° : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
En millions d'euros	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	-					40 767						5 928 591
Montant total des factures concernées TTC	-	12,9	369,6	1,1	141,4	524,9		1 921,5	50,9	34,1	5 587,3	2 593,8
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,03%	0,83%	0,00%	0,32%	1,19%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice								4,50%	0,12%	0,08%	1,37%	6,07%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						177						503
Montant total des factures exclues						(2,8)						0,9
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal – article L. 441-6 ou article L. 443-1 du code de commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement						Délais légaux : 30 jours						Délais contractuels : 14 jours Délais légaux : 30 jours

6.1.2 Trésorerie et capitaux

6.1.2.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur

6.1.2.1.1 Structure de l'endettement

L'endettement brut, hors découverts bancaires, coût amorti et dérivés, à fin 2021 s'élève à 37,9 milliards d'euros. Celui-ci est en hausse par rapport à fin 2020. Il se compose principalement de financements obligataires pour 26,2 milliards d'euros et d'emprunts bancaires pour un montant de 5,8 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 0,9 milliard d'euros. Les emprunts à court terme (titres négociables à court terme) représentent 13% de la dette brute totale à fin 2021.

82% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et titres négociables à court terme). Hors coût amorti, effet des instruments financiers dérivés et cash collatéral, la dette nette atteint 23,9 milliards d'euros à fin 2021. Hors coût amorti et après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 83% en euros, 11% en dollars américains et 10% en real brésiliens à fin 2021.

Après impact des dérivés, 91% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 2,63%. La durée moyenne de la dette nette est de 11,8 ans à fin 2021.

La Section 6.4 Comptes sociaux Note 11 décrit les principaux contrats portés par ENGIE SA.

6.1.2.1.2 Principales opérations de l'année 2021

La Note 17.3.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" décrit les principales opérations de l'année 2021 impactant l'endettement financier net.

En décembre 2021, le Groupe a conclu une ligne de crédit syndiquée de 4 milliards d'euros pour une durée initiale de 5 ans, avec deux options d'extension d'un an chacune. Cette ligne vient remplacer la ligne syndiquée de 5,5 milliards d'euros, échéant en novembre 2022, qui a été annulée à la conclusion de la nouvelle ligne.

6.1.2.1.3 Notations

ENGIE a des notations sollicitées par Standard & Poor's, Moody's et Fitch.

En juin 2021, S&P a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à BBB+/A-2, avec perspective stable.

En janvier 2022, Moody's a confirmé la notation des émissions senior d'ENGIE SA à -Baa1/P-2, avec perspective stable.

En avril 2021, Fitch a abaissé la notation émetteur à long terme d'ENGIE SA de A à A- et maintenu la notation émetteur à court terme à F1, avec perspective stable. En octobre 2021, Fitch a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à A-/F1, avec perspective stable.

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2021, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,0 milliards d'euros. Ces lignes peuvent servir, entre autres, de lignes de *back-up* des programmes de titres négociables à court terme. Plus de 90% de ces lignes sont gérées de façon centralisée et leur disponibilité n'est sujette à aucun covenant financier et n'est pas liée à une notation de risque crédit. Les contreparties de ces lignes sont bien diversifiées puisqu'aucune ne détient plus de 5% du total de ces lignes centralisées. À fin 2021, aucune ligne centralisée n'est utilisée.

Le Groupe met par ailleurs en place des financements dans certaines filiales dont la documentation comprend des ratios liés à leurs états financiers. Ces financements sont sans recours sur ENGIE SA ou le GIE ENGIE Alliance. La définition ainsi que le niveau de ces ratios, également connus comme covenants financiers, sont déterminés en accord avec les prêteurs. Une révision de ces éléments peut intervenir durant la vie du prêt.

Les ratios les plus fréquents sont :

- *Debt Service Cover Ratio = Free Cash Flow* (Principal + charge d'intérêt) ou au service des intérêts (*Interest Cover Ratio* = EBITDA/charge d'intérêt) ;
- *Loan Life Cover Ratio* (actualisation au coût moyen de la dette des *Free Cash Flows* futurs divisée par le montant emprunté restant dû) ;
- Dette/*Equity* ratio ou maintien d'un montant minimal d'investissements en fonds propres *(Equity)*.

Au 31 décembre 2021 toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière. Quelques entités non significatives font toutefois exceptions, pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mises en œuvre.

6.1.2.3 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements

Le Groupe estime que les besoins de fonds seront couverts par la trésorerie disponible et l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes. Il pourrait néanmoins recourir au marché des capitaux de manière opportuniste.

Le cas échéant, des financements spécifiques pourraient être mis en place pour des projets bien précis.

Le Groupe a un total de 4,3 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2022. Ce total n'intègre pas les titres négociables à court terme de 5 milliards d'euros arrivant à maturité. Le Groupe a par ailleurs une trésorerie de 14 milliards d'euros au 31 décembre 2021 (nette des découverts bancaires). Il a également un montant de 12 milliards d'euros de lignes disponibles dont 1 milliard d'euros à échéance 2022. Ce montant de lignes disponibles est non netté du montant des titres négociables à court terme.

6.2 Comptes consolidés

6.2.1 États financiers consolidés

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
CHIFFRE D'AFFAIRES	**7.2 & 8**	**57 866**	**44 306**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	9.1	(38 861)	(28 088)
Charges de personnel	9.2	(7 692)	(7 503)
Amortissements, dépréciations et provisions	9.3	(4 840)	(4 477)
Impôts et taxes		(1 479)	(1 207)
Autres produits opérationnels		1 122	971
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel		**6 116**	**4 001**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	7.2	800	553
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		**6 916**	**4 554**
Pertes de valeur	10.1	(1 028)	(3 502)
Restructurations	10.2	(204)	(257)
Effets de périmètre	10.3	1 107	1 641
Autres éléments non récurrents	10.4	(69)	(879)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**10**	**6 722**	**1 558**
Charges financières		(2 061)	(2 168)
Produits financiers		711	533
RÉSULTAT FINANCIER	**11**	**(1 350)**	**(1 634)**
Impôt sur les bénéfices	12	(1 695)	(666)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**3 678**	**(742)**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**80**	**(151)**
RÉSULTAT NET		**3 758**	**(893)**
Résultat net part du Groupe		3 661	(1 536)
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe		3 582	(1 384)
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe		79	(153)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		97	644
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		96	642
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		1	2
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	**13**	**1,46**	**(0,71)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action		1,43	(0,65)
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action		0,03	(0,06)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	**13**	**1,46**	**(0,71)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué		1,42	(0,65)
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué		0,03	(0,07)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 "Retraitement de l'information comparative").

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimés en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État du résultat global

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
RÉSULTAT NET		**3 758**	**(893)**
Instruments de dette	17.1	(21)	(46)
Couverture d'investissement net	18	(215)	128
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	18	511	(250)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	18	3 980	872
Impôts différés sur éléments ci-dessus		(1 333)	(136)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		270	(387)
Écarts de conversion		909	(1 938)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		114	(159)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		**4 215**	**(1 916)**
Instruments de capitaux propres	17.1	159	45
Pertes et gains actuariels		1 742	(1 587)
Impôts différés sur éléments ci-dessus		(451)	378
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		-	75
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		48	16
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		**1 499**	**(1 073)**
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES ET NON RECYCLABLES		**5 713**	**(2 990)**
RÉSULTAT GLOBAL		**9 471**	**(3 882)**
Dont quote-part du Groupe		9 415	(4 046)
Dont quote-part des entreprises ne donnant pas le contrôle		56	163

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 "Retraitement de l'information comparative")

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

État de la situation financière

Actif

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs non courants			
Goodwill	14	12 799	15 943
Immobilisations incorporelles nettes	15	6 784	7 196
Immobilisations corporelles nettes	16	51 079	49 889
Autres actifs financiers	17	10 949	9 009
Instruments financiers dérivés	17	25 616	2 996
Actifs de contrats	8	34	26
Participations dans les entreprises mises en équivalence	4	8 498	6 760
Autres actifs non courants	25	478	396
Actifs d'impôt différés	12	1 181	880
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		**117 418**	**93 095**
Actifs courants			
Autres actifs financiers	17	2 495	2 583
Instruments financiers dérivés	17	19 373	8 069
Créances commerciales et autres débiteurs	8	32 555	14 295
Actifs de contrats	8	8 344	7 738
Stocks	25	6 175	4 140
Autres actifs courants	25	13 202	8 990
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	13 890	12 980
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	5.2	11 881	1 292
TOTAL ACTIFS COURANTS		**107 915**	**60 087**
TOTAL ACTIF		**225 333**	**153 182**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

Passif

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Capitaux propres part du Groupe		36 994	28 945
Participations ne donnant pas le contrôle	3	4 986	4 911
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**19**	**41 980**	**33 856**
Passifs non courants			
Provisions	20	23 394	24 876
Emprunts à long terme	17	30 458	30 092
Instruments financiers dérivés	17	24 228	3 789
Autres passifs financiers	17	108	77
Passifs de contrats	8	68	39
Autres passifs non courants	25	2 341	2 004
Passifs d'impôt différés	12	7 738	4 416
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		**88 335**	**65 293**
Passifs courants			
Provisions	20	2 066	2 197
Emprunts à court terme	17	10 590	7 846
Instruments financiers dérivés	17	22 702	9 336
Fournisseurs et autres créanciers	17	32 822	17 307
Passifs de contrats	8	2 671	4 315
Autres passifs courants	25	16 752	12 545
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	5.2	7 415	488
TOTAL PASSIFS COURANTS		**95 019**	**54 034**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**225 333**	**153 182**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

État des variations des capitaux propres

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2019	**2 435**	**31 470**	**(1 369)**	**3 913**	**(1 961)**	**(1 098)**	**(303)**	**33 087**	**4 950**	**38 037**
Résultat net			(1 536)					(1 536)	644	(893)
Autres éléments du résultat global			(999)		242	(1 752)		(2 509)	(480)	(2 990)
RÉSULTAT GLOBAL			**(2 535)**	**-**	**242**	**(1 752)**	**-**	**(4 046)**	**163**	**(3 882)**
Rémunération sur base d'actions	-	-	52					52	2	54
Dividendes distribués en numéraire [1]		-	-					-	(425)	(425)
Achat/vente d'actions propres			(52)				52	-	-	-
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [2]			(193)	-				(193)		(193)
Transactions entre actionnaires			25					25	35	59
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle			-					-	7	7
Augmentations et réductions de capital								-	178	178
Autres variations		(178)	199	-	-			21	1	21
CAPITAUX PROPRES AU 31 DECEMBRE 2020	**2 435**	**31 291**	**(3 874)**	**3 913**	**(1 719)**	**(2 850)**	**(251)**	**28 945**	**4 911**	**33 856**

(1) L'Assemblée Générale du 14 mai 2020 a approuvé la résolution relative à l'annulation de la distribution du dividende au titre de l'exercice 2019 proposée par le Groupe dans le contexte de la crise de la Covid-19 (cf. Note 17.3 "Risque de liquidité" des états financiers consolidés au 31 décembre 2020)

(2) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 18 "Eléments sur capitaux propres" des états financiers consolidés au 31 décembre 2020

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRESAU 31 DÉCEMBRE 2020	**2 435**	**31 291**	**(3 874)**	**3 913**	**(1 719)**	**(2 850)**	**(251)**	**28 945**	**4 911**	**33 856**
Résultat net			3 661	-	-	-		3 661	97	3 758
Autres éléments du résultat global			1 490	-	3 431	833		5 753	(40)	5 713
RÉSULTAT GLOBAL			**5 151**	**-**	**3 431**	**833**		**9 415**	**56**	**9 471**
Rémunération sur base d'actions			48					48	1	49
Dividendes distribués en numéraire [1]		(1 296)	-					(1 296)	(410)	(1 706)
Achat/vente d'actions propres			(52)	-	-	-	52	-	-	-
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [1]			(129)	(146)				(275)		(275)
Transactions entre actionnaires [1] [2]			324					324	740	1 064
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle [1] [3]								-	(312)	(312)
Augmentations et réductions de capital								-	(1)	(1)
Changements normatifs			43					43	1	44
Autres variations [1] [4]		(3 937)	3 726					(211)	1	(209)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DECEMBRE 2021	**2 435**	**26 058**	**5 238**	**3 767**	**1 711**	**(2 017)**	**(199)**	**36 994**	**4 986**	**41 980**

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 19 "Eléments sur capitaux propres"
(2) Concerne principalement la cession de 11,5% de GRTgaz
(3) Concerne principalement la cession partielle de Gaztransport et Technigaz SA (GTT)
(4) L'impact net concerne principalement le litige avec l'Administration fiscale française sur la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ. Ce litige est présenté dans la Note 26.7.1 "Contentieux et enquêtes"

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

État de flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 [1]
RÉSULTAT NET		**3 758**	**(893)**
- Résultat net des activités non poursuivies		80	(151)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**3 678**	**(742)**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(800)	(553)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		662	739
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		5 484	8 432
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(1 039)	(1 580)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(721)	(198)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(501)	109
- Charge d'impôt	12	1 695	666
- Résultat financier	11	1 350	1 634
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**9 806**	**8 506**
+ Impôt décaissé		(603)	(494)
Variation du besoin en fonds de roulement	**25.1**	**(2 377)**	**(902)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**6 826**	**7 110**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**486**	**479**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**7 312**	**7 589**
Investissements corporels et incorporels	15 & 16	(5 990)	(4 964)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	5 & 17	(392)	(405)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5 & 17	(369)	(1 067)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	17	(1 548)	(1 618)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	15 & 16	88	131
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	5 & 17	(173)	462
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5 & 17	62	3 841
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	17	73	18
Intérêts reçus d'actifs financiers		32	33
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		57	56
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	6.6	121	(359)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(8 039)**	**(3 872)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**(3 003)**	**(175)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**(11 042)**	**(4 046)**
Dividendes payés [2]		(1 859)	(621)
Remboursement de dettes financières		(5 054)	(6 031)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		464	(608)
Intérêts financiers versés		(719)	(648)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		52	52
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(219)	25
Augmentation des dettes financières		8 352	7 337
Augmentation/diminution de capital		226	181
Achat/vente de titres d'autocontrôle		-	-
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	6.6	1 085	23
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**2 328**	**(290)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**2 519**	**(272)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**4 848**	**(561)**
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies [2]		223	(518)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		10	(11)
Effet des variations de change et divers		233	(528)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**1 350**	**2 453**
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		(440)	9
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		**12 980**	**10 519**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		**13 890**	**12 980**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 "Retraitement de l'information comparative")

(2) La ligne "Dividendes payés" comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée (cf. Note 19 "Eléments sur capitaux propres")

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux

6.2.2 Notes aux comptes consolidés

NOTE 1 Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés 230
NOTE 2 Retraitement de l'information comparative 233
NOTE 3 Principales filiales au 31 décembre 2021 236
NOTE 4 Participations dans les entreprises mises en équivalence 242
NOTE 5 Principales variations de périmètre 250
NOTE 6 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière 255
NOTE 7 Information sectorielle 260
NOTE 8 Ventes 266
NOTE 9 Charges opérationnelles 269
NOTE 10 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles 270
NOTE 11 Résultat financier 272
NOTE 12 Impôts 273
NOTE 13 Résultat par action 277
NOTE 14 *Goodwill* 278
NOTE 15 Immobilisations incorporelles 283
NOTE 16 Immobilisations corporelles 286
NOTE 17 Instruments financiers 289
NOTE 18 Risques liés aux instruments financiers 302
NOTE 19 Éléments sur les capitaux propres 317
NOTE 20 Provisions 320
NOTE 21 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme 326
NOTE 22 Paiements fondés sur des actions 332
NOTE 23 Transactions avec des parties liées 333
NOTE 24 Rémunération des dirigeants 333
NOTE 25 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs 334
NOTE 26 Contentieux et enquêtes 336
NOTE 27 Événements postérieurs à la clôture 340
NOTE 28 Honoraires des commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux 340
NOTE 29 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises 340

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code du commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans.

Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie (France).

Les titres ENGIE sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

En date du 14 février 2022, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2021.

NOTE 1 Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement délégué (UE) n° 2019/980 de la Commission européenne du 14 mars 2019, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats d'ENGIE sont fournies pour les deux derniers exercices 2020 et 2021 et sont établies conformément au règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2021, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne [1].

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2021 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2020 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2021

- Amendements IFRS 9 – *Instruments Financiers* ; IAS 39 – *Instruments Financiers : comptabilisation et évaluation* ; IFRS 7 – *Instruments Financiers – Informations à fournir* ; IFRS 4 – *Contrats d'assurance* et IFRS 16 – *Contrats de location* : réforme des taux d'intérêt de référence (phase 2).

  Le Groupe a opté pour l'application anticipée de ces amendements comme indiqué dans la Note 17.1.5.2 des états financiers consolidés au 31 décembre 2020.
- Amendements IFRS 16 – *Contrats de location* : allègements de loyers liés à la crise du Covid-19 au-delà du 30 juin 2021.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Autres textes

- Dans sa décision d'avril 2021, l'IFRS Interprétations Committee (IFRIC) a clarifié à quelle période de service une entité doit allouer certains avantages du personnel dans le cadre de régimes à prestations définies (IAS 19 – *Avantages du personnel*). Les impacts de cette décision sont peu significatifs pour le Groupe et ont été comptabilisés en capitaux propres d'ouverture 2021.
- Dans sa décision de mars 2021, l'IFRS Interprétations Committee (IFRIC) a clarifié le traitement comptable des coûts de configuration et de personnalisation d'un logiciel utilisé en mode SaaS ("*Software as a Service*"). Selon l'IFRIC, certains de ces coûts doivent être constatés en charge (et non en immobilisations incorporelles). Le Groupe a recensé les principaux projets liés à la mise en œuvre de logiciels utilisés en mode SaaS pour lesquels des coûts ont été constatés en immobilisations incorporelles. Compte tenu de la difficulté pratique des analyses à mener pour identifier, sur ces projets, les coûts de configuration et de personnalisation compris dans les montants constatés en immobilisations incorporelles, cette décision n'a pas été appliquée dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2021. À ce stade de l'analyse, l'impact de cette décision est estimé comme non significatif sur les comptes consolidés du Groupe.

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2022 et anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 16 – *Immobilisations corporelles* : produits générés avant l'utilisation prévue.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.4 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2022 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 1 – Présentation des états financiers : classification des passifs en courant et non courant [2].
- Amendements IAS 37 – Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels : contrats déficitaires et coûts d'exécution des contrats.
- Amélioration annuelle des IFRS – Cycle 2018 – 2020.
- IFRS 17 – Contrats d'assurance (incluant amendements).
- Amendements IAS 1 – Présentation des états financiers et guide d'application pratique de la matérialité : informations à fournir sur les méthodes comptables [1].
- Amendements IAS 8 – Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs : définition des estimations comptables [1].
- Amendements IAS 12 – *Impôts sur le résultat* : impôt différé rattaché à des actifs et passifs issus d'une même transaction [1].

Les analyses des incidences de l'application de ces normes, amendements et améliorations sont en cours.

(1) Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne : http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:02002R1606-20080410
(2) Ces normes et amendements n'ayant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre

1.2 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés

1.2.1 Convention du coût historique

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros et préparés selon la convention du coût historique, à l'exception des instruments financiers qui sont comptabilisés conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IFRS 9.

1.2.2 Options retenues

1.2.2.1 Rappel des options de transition IFRS 1

Le Groupe, à l'occasion de la transition aux IFRS en 2005, a utilisé certaines options permises par IFRS 1. Les options qui ont encore un impact sur les états financiers concernent :

- les écarts de conversion : le Groupe a choisi de reclasser au sein des capitaux propres en réserves consolidées les écarts de conversion cumulés au 1er janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1er janvier 2004.

1.2.2.2 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1er janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

Depuis le 1er janvier 2010, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise. Ces participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

1.2.2.3 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte à partir du résultat net.

Les "Intérêts reçus d'actifs financiers non courants" sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les "Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie" sont classés dans les flux issus des activités de financement, car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

Les pertes de valeur sur actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de perte de valeur.

Les flux liés au paiement de l'impôt sur les sociétés sont isolés.

1.2.3 Opérations en monnaies étrangères

1.2.3.1 Conversion des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction.

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

1.2.3.2 Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro (monnaie de présentation)

L'état de la situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens de la période. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en "écarts de conversion" au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

1.3.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la forte volatilité des marchés des matières premières, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers et l'appréciation du risque de contrepartie et de liquidité. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont également été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz et d'électricité, en hausse sensible sur le second semestre 2021.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills* (voir Note 14 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), des immobilisations incorporelles (voir Note 15 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") et des immobilisations corporelles (voir Note 16 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs financiers (voir Notes 17 et 18 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'appréciation des pertes de crédit attendues, notamment pour la mise à jour des probabilités de défaut et des autres paramètres dans un contexte d'incertitude (voir Note 18 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (voir Notes 20 et 21 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (voir Note 5 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit "en compteur" dont les modèles ont été impactés par les changements de comportement de consommation de certains clients, dans un contexte de forte variation des prix des matières premières (voir Note 8 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte le cas échéant, des révisions et des projections de résultat taxable (voir Note 12 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas, de manière précise, des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour :

- l'évaluation de la nature du contrôle (voir Notes 3 et 4 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (voir Note 8 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- la comptabilisation dans le chiffre d'affaires, des coûts d'acheminement facturés aux clients (voir Note 8 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- la comptabilisation des mesures de soutien octroyées par certains gouvernements, en France notamment ("bouclier tarifaire"), dont l'objectif est de protéger tant le consommateur que le fournisseur de gaz ou d'électricité contre les fortes variations des prix des matières premières (voir Note 8 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- la détermination des "activités normales", au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) (voir Note 17 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'identification des accords de compensation répondant aux critères énoncés par la norme IAS 32 Instruments financiers : présentation (voir Note 17 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- l'identification d'accords au sein desquels il existe des contrats de location (voir Note 16 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- la détermination des secteurs opérationnels et reportables dans le contexte de la réorganisation du Groupe (voir Note 7 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

La liste des entités pour lesquelles le groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figure dans la Note 3 "Principales filiales au 31 décembre 2021" et dans la Note 4 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

1.3.3 Prise en compte des enjeux climatiques dans l'établissement des états financiers du Groupe

Le Groupe a également exercé son jugement pour l'appréciation des risques et des enjeux climatiques et leurs impacts sur les états financiers consolidés du Groupe. Pour rappel, la gestion des risques climatiques et environnementaux ainsi que leurs enjeux pour le Groupe sont présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle" et le Chapitre 3 "Déclaration de performance extra-financière et informations RSE" du Document d'enregistrement universel.

- Les engagements pris par la France, l'Europe et les différents États au plan international, en particulier en matière de neutralité carbone à long terme, sont pris en compte (i) dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe notamment au travers des scénarios de prix de long terme utilisés dans les tests de dépréciation (voir Note 14 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), ainsi que (ii) dans l'évaluation des provisions pour démantèlement, notamment en appréciant la durée d'utilisation des infrastructures gazières en France en fonction de l'évolution attendue du mix énergétique (voir Note 20 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").
- Les engagements pris spécifiquement par ENGIE sont également reflétés dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe (voir Note 14 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), en particulier (i) la sortie complète des activités charbon d'ici 2027, qui concerne au premier plan l'Amérique du Sud, en fonction des perspectives propres à chaque actif (fermeture, conversion ou cession) et (ii) la réduction progressive de l'intensité carbone des activités de production d'électricité du Groupe vers un *net zero* d'ici 2045 et plus largement l'orientation stratégique des investissements en faveur de la transition énergétique via l'accroissement de son parc d'énergies renouvelables, la substitution du gaz naturel par du gaz renouvelable et le développement d'offres de services décarbonées.

NOTE 2 Retraitement de l'information comparative

Les états financiers précédemment publiés et présentés ci-après ont été retraités afin de présenter dans les comptes au 31 décembre 2020 (pour le compte de résultat, les états du résultat global et de flux de trésorerie) les activités d'EQUANS (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") en tant qu'activités non poursuivies dans la mesure où elles représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue *de la vente et activités abandonnées*.

2.1 Compte de résultat au 31 décembre 2020

En millions d'euros	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
Chiffre d'affaires	**55 751**	**(11 445)**	**44 306**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(34 967)	6 879	(28 088)
Charges de personnel	(11 759)	4 256	(7 503)
Amortissements, dépréciations et provisions	(4 778)	301	(4 477)
Impôts et taxes	(1 265)	58	(1 207)
Autres produits opérationnels	1 105	(134)	971
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	**4 087**	**(86)**	**4 001**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	552	-	553
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**4 640**	**(86)**	**4 554**
Pertes de valeur	(3 551)	49	(3 502)
Restructurations	(343)	86	(257)
Effets de périmètre	1 640	1	1 641
Autres éléments non récurrents	(886)	7	(879)
Résultat des activités opérationnelles	**1 501**	**56**	**1 558**
Charges financières	(2 232)	64	(2 168)
Produits financiers	553	(20)	533
Résultat financier	**(1 678)**	**45**	**(1 634)**
Impôt sur les bénéfices	(715)	50	(666)
Résultat net des activités poursuivies	**(893)**	**151**	**(742)**
Résultat net des activités non poursuivies	**-**	**(151)**	**(151)**
RÉSULTAT NET	**(893)**	**-**	**(893)**
Résultat net part du Groupe	**(1 536)**	**-**	**(1 536)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	*(1 536)*	*153*	*(1 384)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	*-*	*(153)*	*(153)*
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**644**	**-**	**644**
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*644*	*(2)*	*642*
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*-*	*2*	*2*
Résultat net part du groupe par action *(euros)*	**(0,71)**	**-**	**(0,71)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action	*(0,71)*	*0,06*	*(0,65)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action	*0,00*	*(0,06)*	*(0,06)*
Résultat net part du groupe par action dilué *(euros)*	**(0,71)**	**-**	**(0,71)**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué	*(0,71)*	*0,06*	*(0,65)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué	*0,00*	*(0,07)*	*(0,07)*

2.2 État du résultat global au 31 décembre 2020

En millions d'euros	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
RÉSULTAT NET	**(893)**	**-**	**(893)**
Instruments de dette	(46)	-	(46)
Couverture d'investissement net	128	-	128
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(249)	(1)	(250)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	872	-	872
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(137)	-	(136)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	(387)	-	(387)
Écarts de conversion	(2 098)	160	(1 938)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	(159)	(159)
Total éléments recyclables	**(1 916)**	**-**	**(1 916)**
Instruments de capitaux propres	43	2	45
Pertes et gains actuariels	(1 569)	(18)	(1 587)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	377	-	378
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt	75	-	75
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	16	16
Total éléments non recyclables	**(1 073)**	**-**	**(1 073)**
Total éléments recyclables et non recyclables	**(2 990)**	**-**	**(2 990)**
RÉSULTAT GLOBAL	**(3 882)**	**-**	**(3 882)**
Dont quote-part du Groupe	*(4 046)*	-	*(4 046)*
Dont quote-part des entreprises ne donnant pas le contrôle	*163*	-	*163*

2.3 État de flux de trésorerie au 31 décembre 2020

En millions d'euros	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
RÉSULTAT NET	**(893)**	**-**	**(893)**
- Résultat net des activités non poursuivies	-	(151)	(151)
Résultat net des activités poursuivies	**(893)**	**151**	**(742)**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	(552)	-	(553)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence	740	(1)	739
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations	8 760	(329)	8 432
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(1 573)	(7)	(1 580)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(199)	1	(198)
- Autres éléments sans effet de trésorerie	111	(2)	109
- Charge d'impôt	715	(50)	666
- Résultat financier	1 678	(45)	1 634
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	**8 788**	**(282)**	**8 506**
+ Impôt décaissé	(599)	104	(494)
Variation du besoin en fonds de roulement	**(600)**	**(302)**	**(902)**
Flux issus des activités opérationnelles liées aux activités poursuivies	**7 589**	**(479)**	**7 110**
Flux issus des activités opérationnelles liées aux activités non poursuivies	**-**	**479**	**479**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**7 589**	**-**	**7 589**
Investissements corporels et incorporels	(5 115)	151	(4 964)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(417)	12	(405)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	(1 067)	-	(1 067)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	(1 622)	4	(1 618)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	154	(22)	131
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	456	5	462
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3 841	-	3 841
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	21	(2)	18
Intérêts reçus d'actifs financiers	21	12	33
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	57	(1)	56
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	(374)	15	(359)
Flux issus des activités d'investissement liées aux activités poursuivies	**(4 046)**	**175**	**(3 872)**
Flux issus des activités d'investissement liées aux activités non poursuivies	**-**	**(175)**	**(175)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	**(4 046)**	**-**	**(4 046)**
Dividendes payés [1] [2]	(622)	1	(621)
Recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués	-	-	-
Remboursement de dettes financières	(6 179)	148	(6 031)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(608)	-	(608)
Intérêts financiers versés	(665)	18	(648)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	53	-	52
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts	25	-	25
Augmentation des dettes financières	7 231	106	7 337
Augmentation/diminution de capital	181	-	181
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	23	-	23
Flux issus des activités de financement liées aux activités poursuivies	**(561)**	**272**	**(290)**
Flux issus des activités de financement liées aux activités non poursuivies	**-**	**(272)**	**(272)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	**(561)**	**-**	**(561)**
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies	(520)	2	(518)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies	-	(11)	(11)
Effet des variations de change et divers	(520)	(9)	(528)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	**2 461**	**(9)**	**2 453**
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies	-	9	9
Trésorerie et équivalents de trésorerie a l'ouverture	**10 519**	**-**	**10 519**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a la clôture	**12 980**	**-**	**12 980**

2.4 Impacts sur certains indicateurs clés

En millions d'euros	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
EBITDA	**9 276**	**(368)**	**8 908**
EBIT	**4 578**	**(85)**	**4 493**
RÉSULTAT NET RÉCURRENT	**2 355**	**-**	**2 355**
Résultat net récurrent des activités poursuivies	2 355	20	2 375
Résultat net récurrent des activités non poursuivies	-	(20)	(20)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE	**1 703**	**-**	**1 703**
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	1 703	22	1 725
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe	-	(22)	(22)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**652**	**-**	**652**
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	652	(2)	650
Résultat net récurrent des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	2	2
B **DES OPÉRATIONS (CFFO)**	**7 054**	**(439)**	**6 616**

NOTE 3 Principales filiales au 31 décembre 2021

Principes comptables

Le Groupe consolide par intégration globale les entités dont il détient le contrôle en application d'IFRS 10 – *États financiers consolidés*. Le Groupe contrôle une entité, et la consolide en tant que filiale, si les trois critères suivants sont remplis :

- l'investisseur dispose de droits effectifs lui conférant la capacité de diriger les activités pertinentes de l'entité ;
- l'investisseur a droit et est exposé aux rendements variables de l'entité en raison de ses liens avec celle-ci ;
- l'investisseur peut utiliser son pouvoir de décision pour influer sur ces rendements.

3.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2021

En application du règlement n° 2016-09 du 2 décembre 2016 de l'Autorité des Normes Comptables françaises, le Groupe met à disposition des tiers :

- la liste des entreprises comprises dans la consolidation ;
- la liste des entreprises exclues de la consolidation car leur incidence individuelle et cumulée sur les comptes consolidés est immatérielle. Elles correspondent à des sociétés jugées non significatives au regard des principaux agrégats du Groupe (chiffre d'affaires, total des capitaux propres…), des coquilles juridiques, ou à des sociétés ayant cessé toutes activités et qui sont en cours de liquidation/ fermeture ;
- la liste des principaux titres de participation non consolidés.

Cette information est accessible sur le site internet (www.engie.com, rubrique Investisseurs / Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (voir Note 17.1.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") en tant que "Instruments de capitaux propres à la juste valeur".

La liste des principales filiales consolidées selon la méthode de l'intégration globale, présentée ci-après, a quant à elle été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA, résultat net et dette nette. Les principales participations mises en équivalence (associées et coentreprises) sont présentées dans la Note 4 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

Certaines sociétés, à l'instar d'ENGIE SA, d'ENGIE Énergie Services SA, ou d'Electrabel SA, comportent des activités opérationnelles et des fonctions de siège rattachées managérialement à différents secteurs reportables.

Renouvelables

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	50,0	50,0
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
ENGIE Infinity Renewables	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
ENGIE Solar	EPC solaire	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Jupiter Projects	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0

Infrastructures

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Elengy	Terminaux méthaniers	France	60,9	61,3
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	60,9	61,3
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France, Allemagne	60,9	74,6
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0
Storengy France	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0

B

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Cofely Besix	Systèmes, installations et maintenance	UAE	100,0	100,0
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	66,5
ENGIE Deutschland GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA*	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0
Groupe Endel	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0

Production Thermique

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Electrabel SA	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Cartagena	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG	Production d'électricité	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Energie Nederland N.V.	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE SA	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Pelican Point Power Limited	Production d'électricité	Australie	72,0	72,0
UCH Power Limited	Production d'électricité	Pakistan	100,0	100,0

Fourniture d'énergie

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Electrabel SA	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
ENGIE SA	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Supply Holding UK Limited	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	72,0	72,0

Nucléaire

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Electrabel SA	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0

Autres

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Electrabel SA	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG	Holding, Energy management trading	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland Holding B.V.	Holding, Energy management trading	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland N.V.	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Energy Management	Energy management trading	France, Belgique, Italie, Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG	Holding	Suisse	100,0	100,0
ENGIE FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0
ENGIE Global Markets	Energy management trading	France, Belgique, Singapour	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	Holding – société mère	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A	Holding, Energy management trading	Italie	100,0	100,0
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité, Gaz naturel, GNL, Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
ENGIE SA*	Holding – société mère, Energy management trading, ventes d'énergie	France	100,0	100,0
Gaztransport & Technigaz (GTT) (1)	Ingénierie	France	-	40,4
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0

(1) Gaztransport & Technigaz est consolidée par mise en équivalence au 31 décembre 2021 (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

EQUANS [1]

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2021	% d'intérêt 31 déc. 2020
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0
Conti Service LLC	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
Engie Regeneration	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Service Nederland N.V.	Services à l'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Services Holding UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Services Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0

(1) Actifs détenus en vue de la vente et classées en "Activités non poursuivies" au 31 décembre 2021 (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

3.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin de déterminer s'il a le contrôle sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Entités dans lesquelles le Groupe détient la majorité des droits de vote

GRTgaz (Infrastructures France) : 60,9%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient dorénavant 38,6% du capital de GRTgaz a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3e Directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la Direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe estime qu'il continue à exercer le contrôle de GRTgaz et de ses filiales (dont Elengy) suite à la cession complémentaire par ENGIE, en date du 22 décembre 2021, de 11,50% de GRTgaz à la Société d'Infrastructures Gazières. Cette analyse repose sur la capacité qu'a le Groupe de nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et de prendre les décisions sur les activités pertinentes, notamment le montant des investissements et le plan de financement.

Entités dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote

Dans les entités où le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote, le jugement est exercé notamment au regard des éléments suivants pour apprécier l'existence d'un contrôle de fait :

- dispersion de l'actionnariat : nombre de droits de vote détenus par le Groupe par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs et à leur dispersion ;
- historique des votes en Assemblée Générale : les pourcentages de droits de votes exprimés par le Groupe en Assemblée Générale au cours des dernières années ;
- gouvernance : représentation au sein de l'organe de gouvernance prenant les décisions stratégiques et opérationnelles portant sur les activités pertinentes ;
- règles de nomination des membres clés de la direction ;
- relations contractuelles et transactions significatives.

La principale entité consolidée en intégration globale dans laquelle le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote au 31 décembre 2021 est la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%).

La Compagnie Nationale du Rhône ("CNR" – France hors Infrastructures) : 49,98%

Le capital de la CNR est détenu par le Groupe à concurrence de 49,98%, et par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) à hauteur de 33,2% ; le solde, soit 16,82%, étant dispersé auprès d'environ 200 collectivités locales. Compte tenu des dispositions actuelles de la loi "Murcef" selon lesquelles la CNR doit rester majoritairement publique, le Groupe ne peut disposer de plus de 50% du capital de la CNR. Le Groupe considère toutefois qu'il exerce un contrôle de fait car il dispose de la majorité des droits de vote exprimés aux Assemblées Générales compte tenu de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert entre les actionnaires minoritaires.

3.3 Principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugé significatif, les contributions respectives aux capitaux propres, au résultat net au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020, ainsi que les dividendes versés à ces participations ne donnant pas le contrôle :

		Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
En millions d'euros **Noms**	**Activités**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	39,1	25,4	106	95	1 554	1 029	105	80
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique latine, Chili) (1)	Production et ventes d'électricité – parc thermique	40,0	40,0	17	67	781	716	31	24
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergies	49,0	49,0	34	49	592	563	15	10
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique latine, Brésil) (1)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	45	144	294	411	38	87
ENGIE Energía Perú (Amérique latine, Pérou) (1)	Production et ventes d'électricité – parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	22	29	393	368	20	20
Groupe ENGIE Jupiter (Amérique du Nord, États-Unis)	Production et ventes d'électricité	49,0	49,0	(323)	51	345	394	-	-
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) (1)(2)	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	-	59,6	-	93	-	343	-	94
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				195	115	1 027	1 087	201	109
TOTAL				**97**	**644**	**4 986**	**4 911**	**410**	**425**

(1) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia ainsi que les sociétés Gaztransport & Technigaz et ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs

(2) Gaztransport & Technigaz est consolidée par mise en équivalence au 31 décembre 2021 (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

3.3.1 Informations financières résumées sur les principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Les informations financières résumées de ces filiales sont indiquées dans le tableau ci-après sur une base à 100%. Ces informations sont des données avant éliminations intra-Groupe.

	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe ENGIE Romania	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 209	2 275	1 187	1 107	1 473	1 545
Résultat net	388	343	42	142	69	100
Résultat net part du Groupe	282	247	25	75	35	51
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	130	(91)	107	(88)	9	(10)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**412**	**157**	**132**	**(14)**	**45**	**41**
État de situation financière						
Actifs courants	1 089	826	635	498	729	520
Actifs non courants	10 098	10 167	3 150	2 677	903	843
Passifs courants	(1 272)	(1 044)	(345)	(252)	(357)	(156)
Passifs non courants	(5 946)	(6 113)	(1 498)	(1 146)	(79)	(67)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**3 969**	**3 836**	**1 941**	**1 776**	**1 196**	**1 140**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**1 554**	**1 029**	**781**	**716**	**592**	**563**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 149	1 082	186	308	102	181
Flux issus des activités d'investissement	(464)	(410)	(234)	(230)	(131)	(88)
Flux issus des activités de financement	(650)	(673)	29	(81)	39	(59)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE (1)	**35**	**(1)**	**(19)**	**(2)**	**9**	**34**

(1) Hors effet des variations de change et divers

En millions d'euros	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú		Gaztransport & Technigaz [1]		Groupe ENGIE Jupiter (Amérique du Nord, États-Unis)	
	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	2 118	2 065	445	424	-	395	213	20
Résultat net	144	550	57	76	-	156	(661)	(51)
Résultat net part du Groupe	99	405	35	47	-	63	(338)	(101)
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	10	(687)	37	(53)	-	-	21	(74)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE PART DU GROUPE	**109**	**(282)**	**72**	**(6)**	**-**	**63**	**(317)**	**(175)**
État de situation financière								
Actifs courants	1 390	1 262	360	267	-	326	302	314
Actifs non courants	4 236	4 627	1 687	1 550	-	428	2 843	2 663
Passifs courants	(900)	(859)	(302)	(149)	-	(140)	(531)	(287)
Passifs non courants	(3 912)	(3 434)	(716)	(703)	-	(39)	(1 912)	(1 358)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**813**	**1 596**	**1 029**	**965**	**-**	**575**	**703**	**1 332**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**294**	**411**	**393**	**368**	**-**	**343**	**345**	**394**
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	941	869	185	197	-	152	(20)	186
Flux issus des activités d'investissement	(629)	(758)	(92)	(17)	-	(21)	(13)	(151)
Flux issus des activités de financement	(126)	2	(14)	(171)	-	(158)	(3)	49
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [2]	**185**	**113**	**80**	**9**	**-**	**(27)**	**(36)**	**83**

(1) Gaztransport & Technigaz est consolidée par mise en équivalence au 31 décembre 2021 (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Hors effet des variations de change et divers

NOTE 4 Participations dans les entreprises mises en équivalence

Principes comptables

Le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées (entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable) et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence. Selon la norme IFRS 11 – *Partenariats*, une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de la situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 007	3 017
Participations dans les coentreprises	4 492	3 743
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**8 498**	**6 760**
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	306	184
Quote-part du résultat net des coentreprises	495	369
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**800**	**553**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les "Autres éléments du résultat global"	208	(28)
Quote-part des coentreprises dans les "Autres éléments du résultat global"	62	(284)
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**270**	**(312)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Jugements significatifs

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin d'apprécier l'existence d'un contrôle conjoint ou d'une influence notable sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité.

  Cette appréciation peut s'avérer complexe pour les entités "projet" ou "mono-actif" car certaines décisions concernant les activités pertinentes sont fixées dès la création du partenariat pour la durée du projet. En conséquence, l'analyse des droits porte sur les activités pertinentes (celles qui ont un impact significatif sur le rendement variable de l'entité) résiduelles ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

  Cette appréciation comprend également l'analyse des relations contractuelles du Groupe avec l'entité, particulièrement les conditions dans lesquelles ces contrats sont conclus, leur durée ainsi que la gestion des conflits d'intérêts éventuels lors du vote de l'organe de gouvernance de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Sociétés projets au Moyen-Orient

Le jugement significatif exercé dans le cadre de l'analyse de la méthode de consolidation de ces entités de projets porte sur les risques et avantages liés aux contrats entre ENGIE et l'entité, ainsi que sur l'appréciation des activités pertinentes restant à la main de l'entité après sa création. Le Groupe estime qu'il exerce une influence notable ou un contrôle conjoint étant donné que, pendant la durée du projet, les décisions relatives aux activités pertinentes telles que le refinancement, le renouvellement ou la modification des contrats importants (vente, achat, prestation exploitation, maintenance) sont soumis, selon le cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

ENGIE détient 60% de la centrale électrique Tihama (cogénération) située en Arabie saoudite, et son partenaire Saudi Oger en détient 40%. Le Groupe estime qu'il exerce un contrôle conjoint sur Tihama dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget, la modification des contrats importants, etc., sont prises à l'unanimité par les deux partenaires.

Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG" – Amérique latine) : détention d'une participation – directe et indirecte – à hauteur de 65,0% résultant en un intérêt net dans TAG à hauteur de 54,8%

Le Groupe exerce un contrôle conjoint sur TAG dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget et du plan à moyen terme, les investissements, l'exploitation et la maintenance, etc., sont prises à une majorité nécessitant l'accord d'ENGIE et de la Caisse de dépôt et de placement du Québec (CDPQ). Le Groupe détient des droits de vote potentiels mais ceux-ci ne sont pas encore exerçables. En conséquence, cette participation est consolidée par mise en équivalence.

Contrôle conjoint – distinction entre coentreprise et activité conjointe

La qualification d'un partenariat avec un contrôle conjoint nécessite du jugement pour apprécier s'il s'agit d'une coentreprise ou d'une activité conjointe. L'analyse des "autres faits et circonstances" fait partie des critères de la norme IFRS 11 pour apprécier la classification d'une entité avec contrôle conjoint.

L'IFRS Interpretation Committee "IFRS IC" (novembre 2014) a notamment conclu que les autres faits et circonstances devaient créer des droits directs dans les actifs et des obligations directes au titre des passifs qui soient exécutoires pour que l'entité soit qualifiée d'activité conjointe.

Compte tenu de ces conclusions et de leur application dans le cadre de nos analyses, il n'y a pas d'activité conjointe significative au sein du Groupe au 31 décembre 2021.

4.1 Participations dans les entreprises associées

4.1.1 Contribution des entreprises associées significatives et des entreprises associées individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des entreprises associées jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des entreprises associées jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, et la ligne "Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence" du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste d'entreprises associées jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe "Quote-part du résultat net des entreprises associées", "Participations dans les entreprises associées", total bilan des entreprises associées exprimé en quote-part du Groupe, entités associées portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

			Pourcentage d'intégration des participations dans les entreprises associées		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
En millions d'euros **Noms**	**Activité**	**Capacité**	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats arabes unis, Oman, Koweit) (1)	Centrales à gaz et usines de déssalement d'eau de mer				940	803	139	184	102	(60)	107	107
Gaztransport et Technigaz (GTT)	Technologies de confinement pour le transport maritime et le stockage du GNL		30,43	-	757	-	1	-	-	-	35	-
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	Centrales hydrauliques	1 688 MW	40,00	40,00	493	516	1	(6)	(23)	(11)	-	-
Energia Sustentável do Brasil (Brésil)	Centrales hydrauliques	3 750 MW	40,00	40,00	501	475	21	(17)	-	-	-	-
GASAG (Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,57	333	239	29	12	75	15	11	16
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					982	984	114	9	54	27	81	145
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					**4 007**	**3 017**	**306**	**184**	**208**	**(28)**	**234**	**268**

(1) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé "sociétés projets au Moyen-Orient". Ce regroupement comprend près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 26 977 MW (à 100%)

Ces entreprises associées se caractérisent par des modèles économiques et des types de partenariat relativement similaires : les sociétés projets sélectionnées à l'issue d'un processus d'appel d'offres développent, construisent et opèrent des centrales électriques et des usines de dessalement d'eau de mer dont la production est intégralement vendue à des sociétés étatiques dans le cadre de contrats de "Power and water purchase agreement" sur des périodes généralement comprises entre 20 et 30 ans

Les centrales correspondantes sont, selon les modalités contractuelles, comptabilisées en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière dès lors que, en application d'IFRS 16, la quasi-totalité des risques et avantages liés à l'actif a été transférée à l'acheteur de la production. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droits de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de 6 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre -131 millions d'euros en 2020) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (voir Note 6.3 "Résultat net récurrent part du Groupe" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

4.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

Les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées des principales entreprises associées du Groupe et correspondent aux montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de l'entreprise associée à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne "Total capitaux propres attribuables à ENGIE", les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intégration du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2021											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 442	576	425	1 001	3 067	19 513	4 310	14 693	3 578		940
Gaztransport et Technigaz (GTT)	169	3	-	2	330	2 299	144	(2)	2 488	30,43	757
Energia Sustentável do Brasil	496	54	-	54	110	2 941	1 800	(3)	1 253	40,00	501
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	276	2	(58)	(57)	198	2 189	226	929	1 232	40,00	493
GASAG	1 368	93	237	331	1 199	2 078	1 927	297	1 054	31,57	333
AU 31 DÉCEMBRE 2020											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 082	769	(255)	514	2 885	18 321	3 925	14 338	2 944		803
Energia Sustentável do Brasil	454	(41)	-	(41)	153	2 897	1 863	(2)	1 189	40,00	475
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	-	(14)	(26)	(41)	37	2 202	16	934	1 289	40,00	516
GASAG	1 205	40	47	87	921	1 944	1 872	234	758	31,57	239

4.1.3 Transactions entre le Groupe et les entreprises associées

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les entreprises associées sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2021.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
Sociétés projets au Moyen-Orient	-	190	-	52	190	-	-
Contassur [1]	-	-	-	228	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	95	-	-	-	-	-	-
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	-	22	7	51	120	-	-
Autres	69	31	13	32	177	13	28
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**164**	**243**	**20**	**363**	**490**	**13**	**28**

(1) Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur a contracté des contrats d'assurance principalement avec les fonds de pension qui couvrent en Belgique des avantages postérieurs à l'emploi accordés à des employés du Groupe mais également à ceux d'autres sociétés, opérant essentiellement dans les activités régulées du secteur gaz et électricité. Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'"Autres actifs" dans l'état de la situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 228 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 187 millions d'euros au 31 décembre 2020

4.2 Participations dans les coentreprises

4.2.1 Contribution des coentreprises aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des coentreprises jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des coentreprises jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, ainsi que la ligne "Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence" du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste des coentreprises jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe "Quote-part du résultat net des coentreprises", "Participations dans les coentreprises", total bilan des coentreprises exprimé en quote-part du Groupe, coentreprises portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

			Pourcentage d'intégration des participations dans les coentreprises		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
En millions d'euros **Noms**	**Activité**	**Capacité**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) (Brésil) (1)	Réseau de transport de gaz		65,00	65,00	792	803	189	177	7	(233)	222	231
National Central Cooling Company – "Tabreed" (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	787	702	45	52	-	-	14	27
EcoÉlectrica (Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	530 MW	50,00	50,00	310	329	46	35	-	-	63	70
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	Production d'électricité	2 342 MW	50,00	50,00	253	278	3	34	8	-	35	69
WSW Energie und Wasser AG (Allemagne)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	240	206	41	6	-	-	7	7
Iowa University partnership (Canada)	Services à l'énergie		33,10	33,10	208	190	3	2	1	(1)	2	-
Georgetown University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00		184	-	2	-	-	-	-	-
Tihama Power Generation Co (Arabie saoudite)	Production d'électricité	1 546 MW	60,00	60,00	91	93	13	19	4	(4)	27	21
Ohio State Energy Partners (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	78	76	3	6	6	(24)	9	12
Megal GmbH (Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	67	71	5	2	-	-	9	10
Transmisora Eléctrica del Norte (Chili) (2)	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	96	67	(1)	5	25	(13)	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					1 385	929	145	32	12	(9)	40	15
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					**4 492**	**3 743**	**495**	**369**	**62**	**(284)**	**428**	**461**

(1) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) est de 54,83%
(2) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transmisora Eléctrica del Norte est de 30%

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de 44 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre -6 millions d'euros en 2020). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (voir Note 6.3 "Résultat net récurrent part du Groupe" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

4.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de la coentreprise à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition pour ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne "Total capitaux propres attribuables à ENGIE" de l'état de la situation financière, les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

Informations sur le compte de résultat et les autres éléments du résultat global

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortissements des immobilisations	Résultat financier	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2021							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	1 109	(248)	(254)	(150)	290	11	301
National Central Cooling Company "Tabreed"	170	(40)	(35)	-	113	-	113
EcoÉlectrica	174	(38)	-	(5)	104	-	104
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	369	(54)	(27)	(19)	3	26	29
WSW Energie und Wasser AG	781	(14)	(1)	(62)	126	-	126
Iowa University partnership	65	-	(19)		9	3	12
Georgetown University partnership	19	-	(9)	-	5	-	5
Tihama Power Generation Co	107	(5)	(11)	(6)	22	6	28
Ohio State Energy Partners	193	(1)	(48)	-	6	12	18
Megal GmbH	122	(64)	(3)	1	10	-	10
Transmisora Eléctrica del Norte	41	-	(22)	-	(1)	49	48
AU 31 DÉCEMBRE 2020							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	1 018	(260)	(245)	(99)	272	(346)	(74)
National Central Cooling Company "Tabreed"	417	(46)	(38)	-	130	-	130
EcoÉlectrica	274	(42)	-	(2)	70	-	70
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	307	(65)	(25)	(30)	79	(1)	78
WSW Energie und Wasser AG	703	(13)	(2)	(14)	18	1	19
Iowa University partnership	24		(17)		5	(3)	3
Tihama Power Generation Co	113	(5)	(16)	(6)	31	(6)	25
Ohio State Energy Partners	165	-	(43)	-	12	(49)	(37)
Megal GmbH	123	(69)	(4)	2	3	-	3
Transmisora Eléctrica del Norte	65	-	(26)	(4)	10	(27)	(18)

Informations sur l'état de la situation financière

En millions d'euros	Trésorerie et équivalents de trésorerie	Autres actifs courants	Actifs non courants	Dettes financières courantes	Autres passifs courants	Dettes financières non courantes	Autres passifs non courants	Total capitaux propres	% d'inté-gration	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2021										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	70	251	5 721	540	75	3 174	1 036	1 218	65,00	792
National Central Cooling Company "Tabreed"	294	141	2 469	-	182	755	-	1 967	40,00	787
EcoÉlectrica	14	77	572	3	22	-	18	620	50,00	310
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	294	495	793	159	208	558	72	583	50,00	253
WSW Energie und Wasser AG	17	268	852	156	36	93	142	711	33,10	240
Iowa University partnership	-	7	1 070	9	4	527	3	534	39,10	209
Georgetown University partnership	9	-	868	-	-	509	1	367	50,00	184
Tihama Power Generation Co	53	135	286	73	49	191	10	151	60,00	91
Ohio State Energy Partners	31	70	1 274	-	63	1 126	30	156	50,00	78
Megal GmbH	9	13	729	-	50	511	52	138	49,00	67
Transmisora Eléctrica del Norte	45	9	730	30	3	559	-	193	50,00	96
AU 31 DÉCEMBRE 2020										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	69	277	5 737	514	88	3 524	720	1 235	65,00	803
National Central Cooling Company "Tabreed"	87	131	2 408	-	169	702	-	1 754	40,00	702
EcoÉlectrica	26	60	598	(6)	17	-	16	657	50,00	329
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	203	601	891	174	160	635	76	650	50,00	278
WSW Energie und Wasser AG	14	51	812	40	55	87	90	606	33,10	206
Iowa University partnership	5	7	960	1	4	492	3	473	39,10	185
Tihama Power Generation Co	61	129	333	67	45	246	10	155	60,00	93
Ohio State Energy Partners	8	56	1 074	341	20	575	49	153	50,00	76
Megal GmbH	1	5	730	230	43	262	56	145	49,00	71
Transmisora Eléctrica del Norte	42	28	698	28	4	602	-	133	50,00	67

4.2.3 Transactions entre le Groupe et les coentreprises

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2021.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
EcoÉlectrica	-	-	-	-	-	-	52
WSW Energie und Wasser AG	1	22	-	4	-	1	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	6	-
Futures Energies Investissements Holding	10	22	4	6	181	2	-
Ocean Winds	-	-	6	1	180	-	-
Autres	41	59	12	43	233	3	(7)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**114**	**104**	**23**	**55**	**594**	**13**	**45**

4.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

4.3.1 Quote-part non comptabilisée des pertes des entreprises associées et des coentreprises

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), et ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 49 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 114 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Ces pertes non comptabilisées correspondent à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt et de commodités ("Autres éléments du résultat global") mis en place par des entreprises associées en Moyen-Orient, Afrique et Asie dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques.

4.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2021, les principaux engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des sociétés mises en équivalence concernent :

- Energia Sustentável do Brasil ("Jirau") pour un montant global de 4 114 millions de real brésilien (651 millions d'euros).

  Au 31 décembre 2021, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentável do Brasil s'élève à 10 285 millions de real brésilien (1 627 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;
- TAG pour un montant de 254 millions d'euros au titre essentiellement de garanties bancaires ;
- les sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique, pour un montant global de 667 millions d'euros.

Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de ces sociétés projets comprennent principalement :

- des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 131 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent, notamment lorsque ces financements sont sans recours, aux entités de maintenir un certain niveau de trésorerie au sein de la société (usuellement de l'ordre de 6 mois de service de la dette). Ce niveau de trésorerie peut toutefois être remplacé par des lettres de crédit ;.
- des sûretés réelles accordées aux prêteurs sous forme de nantissement des titres des sociétés projets, pour un montant global de 264 millions d'euros ;
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 272 millions d'euros.

NOTE 5 Principales variations de périmètre

Principes comptables

Conformément à la norme IFRS 5 – *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*, les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés font l'objet d'une présentation sur une ligne à part de l'état de la situation financière et sont évalués et comptabilisés au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur valeur de marché diminuée des coûts nécessaires à la réalisation de la vente.

Un actif est classé en actifs destinés à être cédés seulement si la vente est hautement probable dans un horizon de 12 mois, si l'actif est disponible en vue d'une vente immédiate dans son état actuel et si un plan de vente a été initié par le management avec un degré d'avancement suffisant. Pour apprécier le caractère hautement probable de la vente, le Groupe prend notamment en considération les marques d'intérêts et les offres reçues d'acquéreurs potentiels, ainsi que les risques d'exécution spécifiques à certaines transactions.

Par ailleurs, lorsque les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5, ils sont présentés en tant qu'activités non poursuivies.

5.1 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2021

5.1.1 Incidences des principales cessions et accords de cessions de la période

Dans le cadre de la présentation de sa nouvelle stratégie, le Groupe a confirmé, le 18 mai 2021, une augmentation significative de son programme de rotation d'actifs qui, à moyen terme, pourrait représenter une enveloppe d'environ 9 à 10 milliards d'euros.

Les incidences des principales cessions et accords de cessions de l'exercice sur l'endettement financier net du Groupe, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO [(1)], sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession d'une partie de la participation dans la société GRTgaz – France	1 121	1 121
Cession d'une partie de la participation dans la société Gaztransport & Technigaz SA (GTT) – France	247	52
Cession d'une partie de la participation dans la société Georgetown Energy Partners Holding, LLC – États-Unis	170	170
Cession de la participation dans la société ENGIE EPS SA – France	127	150
Autres opérations de cession individuellement non significatives	364	352
Effets des classements en "activités destinées à être cédées"	-	475
TOTAL	**2 029**	**2 320**

Les cessions en cours de finalisation au 31 décembre 2021 sont présentées dans la Note 5.2 "Actifs destinés à être cédés".

5.1.2 Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française GRTgaz

ENGIE et la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), véhicule d'investissement détenu par CNP Assurances et la Caisse des Dépôts, ont finalisé l'acquisition d'une participation de 11,5% du capital de GRTgaz par SIG auprès d'ENGIE pour un montant de 1,1 milliard d'euros.

Au terme de cette opération, SIG, présent dans le capital de GRTgaz depuis 2011 avec une participation de 24,8%, en détient désormais 38,6%, ENGIE conservant 60,9% de titres. Cette transaction comprend pour SIG la cession de 17,8% du capital d'Elengy en échange de nouvelles actions GRTgaz, cession au terme de laquelle la structure actionnariale de GRTgaz est simplifiée puisque cette dernière détient dorénavant 100% d'Elengy.

5.1.3 Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française Gaztransport et Technigaz SA (GTT)

Le 13 novembre 2020, ENGIE avait annoncé entamer une revue stratégique de sa participation dans GTT, dont le Groupe détenait 40,4% du capital et qui était consolidée par intégration globale.

Le 26 mai 2021, le Groupe a annoncé la réalisation de la cession partielle de sa participation dans GTT à hauteur de 10% du capital au prix de 67 euros par action et l'émission simultanée de 290 millions d'euros d'obligations à coupon zéro échangeables en actions GTT, d'une maturité de trois ans, avec un prix d'échange de 78,25 euros, correspondant à une prime de 20% par rapport au prix offert au titre de la cession parallèle des actions de GTT.

Avant cette cession partielle, le Groupe exerçait un contrôle de fait sur la société GTT en raison de la majorité des sièges qu'il détenait au Conseil d'Administration, de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert au sein de cet actionnariat. Cette situation lui conférait la majorité relative des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales (voir Note 3.2 "Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle" des états financiers consolidés au 31 décembre 2020).

(1) Develop, Build, Share and Operate, modèle utilisé dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés

Cette transaction, qui s'est accompagnée de la démission immédiate de deux des administrateurs dont la nomination était proposée par ENGIE, se traduit par la perte de la majorité des sièges au Conseil d'Administration et par une dilution du pourcentage de droits de vote du Groupe qui n'est désormais plus en situation d'exercer un contrôle de fait. Ainsi, au terme de la cession, ENGIE considère ne plus exercer qu'une influence notable et comptabilise donc sa participation résiduelle dans GTT (30,4%) par mise en équivalence.

Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 52 millions d'euros (déduction faite de la trésorerie nette détenue par GTT). Le résultat de cession avant impôts, incluant la revalorisation de la participation conservée, s'établit à 628 millions d'euros au 31 décembre 2021.

5.1.4 Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société américaine Georgetown Energy Partners Holding, LLC

Le 31 mars 2021, ENGIE North America a conclu avec l'Université de Georgetown (Washington D.C., États-Unis) un contrat de concession d'une durée de 50 ans pour gérer l'ensemble de ses infrastructures d'énergie et de traitement des eaux.

Le 1er juillet 2021, le Groupe a cédé à Axium Hoya, LLC 50% de sa participation dans Georgetown Energy Partners Holding, LLC. Le Groupe conserve un contrôle conjoint sur la société de projet et la consolide selon la méthode de la mise en équivalence. Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 170 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 44 millions d'euros au 31 décembre 2021.

5.1.5 Cession de la participation d'ENGIE dans la société française ENGIE EPS SA

Le 20 juillet 2021, le Groupe a finalisé la cession de sa participation dans ENGIE EPS SA à la société TAIWAN CEMENT CORPORATION.

Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 150 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 83 millions d'euros au 31 décembre 2021.

5.1.6 Complément de prix lié à la cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française SUEZ SA

Le 6 octobre 2020, le Groupe avait cédé 29,9% de sa participation dans SUEZ SA au Groupe VEOLIA. Cette cession était assortie d'un mécanisme de complément de prix si le Groupe VEOLIA menait d'autres opérations capitalistiques sur SUEZ à un prix supérieur à celui du bloc de 29,9% cédé par ENGIE.

En 2021, le Groupe VEOLIA a lancé une offre publique d'achat sur SUEZ à un prix de 20,50 euros par action (coupon attaché) qui s'est positivement clôturée le 7 janvier 2022. Le groupe ENGIE a considéré, à la clôture de l'exercice 2021, que l'ensemble des conditions étaient réunies pour reconnaître le produit de 347 millions d'euros lié au mécanisme de complément de prix négocié avec le Groupe VEOLIA.

Le 19 janvier 2022, ENGIE a encaissé ce complément de prix à l'issue du règlement livraison de l'offre publique d'achat.

5.2 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2021, le total des "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" et le total des "Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente" s'élèvent respectivement à 11 881 et 7 415 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	4 235	992
Autres actifs	7 645	299
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**11 881**	**1 292**
dont Actifs des activités non poursuivies	*11 186*	-
Dettes financières	368	297
Autres passifs	7 047	190
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**7 415**	**488**
dont Passifs directement liés à des actifs des activités non poursuivies	*6 952*	-

Les actifs classés en tant qu'"Actifs destinés à être cédés" au 31 décembre 2020 relatifs à des actifs renouvelables en Inde ont été cédés au cours de l'exercice 2021. En revanche, la participation du Groupe dans EV Charged BV (EV Box) dont le projet de cession de la majorité des parts avait été annoncé en décembre 2020, n'est plus classée en IFRS 5 suite à la décision des parties de mettre fin au projet de transaction.

Le poste "Actifs destinés à être cédés" au 31 décembre 2021 se rapporte aux entités d'EQUANS, à la société Endel et ses principales filiales, ainsi qu'à certains actifs dans les énergies renouvelables au Mexique (dont la vente est hautement probable mais demeure conditionnée à l'obtention de diverses approbations). La finalisation de ces transactions est attendue en 2022.

Les activités des entités du périmètre EQUANS, destinées à être cédées sont par ailleurs présentées en tant qu'activités non poursuivies dans les états financiers consolidés du Groupe dans la mesure où les "Asset-Light Client Solutions" représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées. En conséquence, le résultat net généré par les activités non poursuivies est présenté sur une ligne distincte après le résultat des activités poursuivies. Cette présentation distincte au compte de résultat s'applique également aux données comparatives de l'exercice précédent.

5.2.1 Projet de cession des entités du périmètre EQUANS

Le 5 novembre 2021, le Groupe est entré en négociation exclusive avec le Groupe Bouygues pour la vente de l'intégralité de sa participation dans les entités du périmètre EQUANS, après avoir contractualisé avec ce dernier une option unilatérale de vente ferme et irrévocable.

EQUANS regroupe les activités du Groupe dans les services multi-techniques aux entreprises dans le monde, principalement en France et en Europe : conception, ingénierie, travaux, exploitation, installation, maintenance, *Facility Management*, etc. Le périmètre de ces activités était constitutif d'un secteur reportable (voir Note 4 "Information sectorielle" des états financiers consolidés condensés semestriels au 30 juin 2021).

Le Groupe a procédé au classement d'EQUANS en "Actifs destinés à être cédés" au bilan et "Activités non poursuivies" au compte de résultat à la date du 5 novembre 2021. Ce jugement est fondé sur le caractère ferme et irrévocable de l'option de vente signée le 5 novembre 2021, ainsi que sur la nature des conditions suspensives à lever à la date de réception de l'offre. Les impacts de ce classement sur les états financiers consolidés du Groupe sont les suivants :

- les actifs destinés à la vente et les passifs correspondants sont présentés séparément des autres actifs et passifs sur des lignes spécifiques de l'état de situation financière au 31 décembre 2021, sans reclassement de l'état de situation financière comparatif au 31 décembre 2020 ;
- un arrêt des amortissements à compter de la date de classement en "Actifs destinés à être cédés" ;
- le résultat net réalisé sur l'exercice 2021 est présenté sur une ligne unique du compte de résultat intitulée "Résultat net des activités non poursuivies". Les données comparatives du compte de résultat au 31 décembre 2020 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- les éléments recyclables et non recyclables relatifs aux activités non poursuivies sont présentés séparément, sur des lignes spécifiques de l'état du résultat global au 31 décembre 2021. Les données comparatives de l'état du résultat global au 31 décembre 2020 ont également été retraitées conformément à IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- les flux de trésorerie nets liés à l'exploitation, aux investissements et aux financements, attribuables aux activités non poursuivies, sont présentés sur des lignes distinctes dans l'état de flux de trésorerie du Groupe au 31 décembre 2021. Les données comparatives de l'état de flux de trésorerie au 31 décembre 2020 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Compte tenu du résultat de cession attendu, aucun ajustement de valeur n'a été enregistré.

La cession définitive de cette transaction devrait intervenir sur le 2nd semestre 2022 et conduira à une réduction de l'endettement financier du Groupe d'environ 6,8 milliards d'euros.

5.2.2 Données financières relatives aux activités non poursuivies

Résultat des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Chiffre d'affaires	**12 860**	**11 445**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(7 942)	(6 879)
Charges de personnel	(4 420)	(4 256)
Amortissements, dépréciations et provisions	(239)	(301)
Impôts et taxes	(59)	(58)
Autres produits opérationnels	166	134
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	**366**	**86**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	-	-
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**367**	**86**
Pertes de valeur	2	(49)
Restructurations	(100)	(86)
Effets de périmètre	(53)	(1)
Autres éléments non récurrents	(30)	(7)
Résultat des activités opérationnelles	**185**	**(56)**
Charges financières	(74)	(65)
Produits financiers	25	20
Résultat financier	**(49)**	**(45)**
Impôt sur les bénéfices	(55)	(50)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**80**	**(151)**
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	**79**	**(153)**
Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**1**	**2**
Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière		
EBITDA	622	368
EBIT (1)	368	85
Résultat net récurrent part du Groupe (1)	231	(22)

(1) Intègre l'effet de l'arrêt des amortissements, en date de classement en Actif destiné à être cédé, pour un montant de +51 millions au titre de l'EBIT et de +37 millions d'euros au titre du Résultat net récurrent part du Groupe, au 31 décembre 2021

État de situation financière des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs non courants		
Goodwills	3 056	2 934
Immobilisations incorporelles nettes	409	403
Immobilisations corporelles nettes	1 150	1 031
Autres actifs financiers	124	113
Actifs de contrats	7	7
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	5
Autres actifs non courants	165	19
Impôts différés actifs	267	205
Total actifs non courants	**5 181**	**4 718**
Actifs courants		
Autres actifs financiers	21	31
Créances commerciales et autres débiteurs	2 246	2 258
Actifs de contrats	2 302	2 308
Stocks	190	179
Autres actifs courants	817	825
Trésorerie et équivalents de trésorerie	429	428
Total actifs courants	**6 004**	**6 028**
TOTAL ACTIFS DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**11 185**	**10 747**

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Passifs non courants		
Provisions	355	281
Emprunts à long terme	390	364
Instruments financiers dérivés	1	2
Autres passifs financiers	1	1
Passifs de contrats	12	13
Autres passifs non courants	3	1
Impôts différés passifs	218	114
Total passifs non courants	**979**	**775**
Passifs courants		
Provisions	311	338
Emprunts à court terme	198	206
Instruments financiers dérivés	-	1
Fournisseurs et autres créanciers	1 977	1 857
Passifs de contrats	1 910	1 972
Autres passifs courants	1 577	1 599
Total passifs courants	**5 973**	**5 972**
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**6 952**	**6 748**

Flux de trésorerie des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
RÉSULTAT NET	**80**	**(151)**
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	**462**	**282**
Impôt décaissé	(71)	(104)
Variation du besoin en fonds de roulement	**96**	**302**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**486**	**479**
Investissements corporels et incorporels	(208)	(151)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(14)	(12)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	6	22
Intérêts reçus d'actifs financiers	(12)	(12)
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres [(1)]	(2 782)	(15)
Autres	7	(6)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	**(3 003)**	**(175)**
Dividendes payés	-	(1)
Remboursement de dettes financières	(155)	(148)
Intérêts financiers verses	(33)	(18)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	(1)	-
Augmentation des dettes financières	7	25
Flux des activités de financement hors opérations intragroupe	**(181)**	**(141)**
Opérations avec ENGIE [(2)]	2 700	(131)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	**2 518**	**(272)**
Effet des variations de change et divers	(11)	(27)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	**(9)**	**5**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a l'ouverture	**428**	**422**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a la clôture	**429**	**428**

(1) La ligne "Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres" comprend les acquisitions, par EQUANS, de titres des "Activités d'Asset-Light Client Solutions", détenus par ENGIE pour un montant -3 343 millions d'euros et des cessions, par EQUANS, de titres non constitutifs des "Activités d'Asset-Light Client Solutions", à ENGIE pour un montant de +519 millions d'euros

(2) La ligne "Opérations avec ENGIE" comprend les augmentations de capital d'EQUANS, pour un montant de 3 615 millions d'euros, souscrite par ENGIE, finançant les acquisitions ci-dessus

5.3 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2021

L'ensemble des acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2021 a eu une incidence de 1 milliard d'euros sur l'endettement financier net. Ces acquisitions se rapportent, principalement, à des contrats de concessions au Brésil pour 0,4 milliard d'euros ainsi qu'à la conclusion d'un contrat de concession de 50 ans avec la société américaine Georgetown Energy Partners Holding, LLC pour 0,2 milliard d'euros.

5.4 Autres opérations

Le 11 novembre 2021, ENGIE et Crédit Agricole Assurances ont annoncé la conclusion d'un accord pour l'acquisition auprès du fonds canadien Alberta Investment Management Corporation, de 97,33% des parts d'Eolia Renovables, l'un des plus grands producteurs d'énergie renouvelable en Espagne. La transaction porte sur la propriété et l'exploitation de 899 MW d'actifs opérationnels (821 MW d'éolien terrestre et 78 MW de solaire photovoltaïque) et d'un portefeuille de 1,2 GW de projets renouvelables.

Les actifs opérationnels seront détenus à 40% par ENGIE et à 60% par Crédit Agricole Assurances, et ENGIE sera chargé de développer et de construire le pipeline de projets. ENGIE fournira une gamme complète de services (exploitation et maintenance, gestion des actifs, gestion de l'énergie et services associés) sur l'ensemble du périmètre des actifs.

Les actifs rachetés bénéficient d'un régime de régulation garantissant une rentabilité sur les dix prochaines années. L'accord aura un impact de 0,4 milliard d'euros en termes d'endettement financier net pour ENGIE. La participation dans la société détenant les actifs opérationnels sera consolidée par mise en équivalence. ENGIE consolidera selon la méthode de l'intégration globale la société chargée de développer et de construire le pipeline de projets.

La finalisation de l'opération devrait avoir lieu dans le courant du 1er trimestre 2022, sous réserve de l'obtention des autorisations nécessaires, y compris des autorités compétentes en matière de concurrence.

NOTE 6 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière

L'objet de cette note consiste à présenter les principaux indicateurs financiers non-GAAP utilisés par le Groupe ainsi que leur réconciliation avec les agrégats des états financiers consolidés IFRS.

6.1 EBITDA

La réconciliation entre l'EBITDA et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**6 916**	**4 554**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(721)	(198)
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 370	4 368
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	48	47
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(50)	137
EBITDA	**10 563**	**8 908**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.2 EBIT

Le principal indicateur de performance du Groupe, anciennement "Résultat Opérationnel Courant (ROC)", a été renommé "EBIT" afin de s'aligner sur les pratiques de marché. Il n'y a pas de changement dans sa définition et dans son calcul.

La réconciliation entre l'EBIT et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**6 916**	**4 554**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(721)	(198)
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(50)	137
EBIT	**6 145**	**4 493**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.3 Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)

Le résultat net récurrent part du Groupe est un indicateur financier utilisé par le Groupe dans sa communication financière afin de présenter un résultat net part du Groupe ajusté des éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

La réconciliation entre le résultat net part du Groupe et le résultat net récurrent part du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**3 661**	**(1 536)**
Résultat net des activités non poursuivies, part du groupe		79	(153)
Résultat net des activités poursuivies, part du groupe		**3 582**	**(1 384)**
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		96	642
Résultat net des activités poursuivies		**3 678**	**(742)**
Rubriques du passage entre le "Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence" et le "RAO"		**194**	**2 996**
Pertes de valeur	*10.1*	*1 028*	*3 502*
Restructurations	*10.2*	*204*	*257*
Effets de périmètre	*10.3*	*(1 107)*	*(1 641)*
Autres éléments non récurrents	*10.4*	*69*	*879*
Autres éléments retraités		**(363)**	**121**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	*9.1*	*(721)*	*(198)*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*11*	*2*	*-*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	*11*	*-*	*29*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*11*	*153*	*158*
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*11*	*(298)*	*69*
Autres effets impôts retraités		*552*	*(75)*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*(50)*	*137*
Résultat net récurrent des activités poursuivies		**3 509**	**2 375**
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		581	650
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**2 927**	**1 725**
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		231	(22)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**3 158**	**1 703**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.4 Capitaux engagés industriels

La réconciliation entre les capitaux engagés industriels et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	57 863	57 085
(+) Goodwill	12 799	15 943
(-) *Goodwill Gaz de France – SUEZ et International Power* [1]	*(7 213)*	*(7 472)*
(+) Créances IFRIC 4, IFRS16 et IFRIC 12	2 456	1 827
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	8 498	6 760
(-) *Goodwill International Power* [1]	*(38)*	*(141)*
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	32 555	14 295
(-) *Appels de marge* [1][2]	*(13 856)*	*(1 585)*
(+) Stocks	6 175	4 140
(+) Actifs de contrats	8 377	7 764
(+) Autres actifs courants et non courants	13 681	9 386
(+) Impôts différés	(6 557)	(3 536)
(+) *Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres* [1][2]	*841*	*(543)*
(-) Provisions	(25 459)	(27 073)
(+) *Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés)* [1]	*3 162*	*4 553*
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(32 822)	(17 307)
(+) *Appels de marge* [1][2]	*7 835*	*982*
(-) Passifs de contrats	(2 739)	(4 354)
(-) Autres passifs courants et non courants	(19 175)	(14 579)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**46 382**	**46 146**

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels

(2) Les appels de marges inclus dans les rubriques "Créances commerciales et autres débiteurs" et "Fournisseurs et autres créanciers" correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place aux fins de gestion du risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières

6.5 *Cash flow* des opérations (CFFO)

La réconciliation entre le *cash flow* des opérations (CFFO) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 [1]
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	9 806	8 506
Impôt décaissé	(603)	(494)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 377)	(902)
Intérêts reçus d'actifs financiers	32	33
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	57	56
Intérêts financiers versés	(719)	(648)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	52	52
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	464	(608)
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	(448)	621
B **DES OPÉRATIONS (CFFO)**	**6 263**	**6 616**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.6 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et investissements de croissance

La réconciliation entre les investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et les rubriques de l'état des flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 [1]
Investissements corporels et incorporels	5 990	4 960
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	392	405
(+) *Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis*	*6*	*50*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	369	1 067
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	1 548	1 618
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(121)	359
(+) *Autres*	*3*	*2*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	35	312
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO [2]	(270)	(1 276)
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 954**	**7 497**
(-) Investissements de maintenance	(2 418)	(2 284)
(-) Placements effectués par Synatom	(1 261)	(1 339)
TOTAL INVESTISSEMENTS DE CROISSANCE	**4 274**	**3 873**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Develop, Build, Share & Operate ; y compris financements Tax Equity reçus (voir Note 25 "Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

6.7 Endettement financier net

La réconciliation entre l'endettement financier net et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
(+) Emprunts à long terme	17.2 & 17.3	30 458	30 092
(+) Emprunts à court terme	17.2 & 17.3	10 590	7 846
(+) Instruments financiers passifs	17.4	46 931	13 115
(-) *Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments*		*(46 617)*	*(12 762)*
(-) Autres actifs financiers	17.1	(13 444)	(11 599)
(+) *Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net*		*5 143*	*4 710*
(+) *Instruments de capitaux propres à la juste valeur*		*2 827*	*1 668*
(+) *Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net*		*3 853*	*3 134*
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	17.1	(13 890)	(12 980)
(-) Instruments financiers actifs	17.4	(44 989)	(11 065)
(+) *Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments*		*44 489*	*10 299*
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**25 350**	**22 458**

6.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**17**	**25 350**	**22 458**
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	20	8 030	7 948
Provisions pour démantèlement des installations	20	8 015	7 604
Provisions pour reconstitution de sites	20	246	238
Avantages postérieurs à l'emploi – Retraites	20	1 779	3 174
(-) *Sociétés régulées d'infrastructures*		*(16)*	*(351)*
Avantages postérieurs à l'emploi – Droits à remboursement	20	(228)	(187)
Avantages postérieurs à l'emploi – Autres avantages	20	5 149	5 732
(-) *Sociétés régulées d'infrastructures*		*(3 289)*	*(3 602)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	12	(1 501)	(2 061)
(-) *Sociétés régulées d'infrastructures*		*780*	*947*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, et créance Electrabel envers EDF Belgium	20 & 25	(6 014)	(4 479)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		**38 300**	**37 420**

NOTE 7 Information sectorielle

7.1 Réorganisation d'ENGIE et modification de l'information sectorielle

Un nouveau Comité exécutif a été nommé le 1er février 2021, dont les responsabilités sont alignées sur les priorités stratégiques présentées par le Groupe en juillet 2020 et reflétant la décision d'ENGIE d'organiser le Groupe autour de ses quatre activités stratégiques : Renouvelables, Infrastructures, Production thermique ("Thermique") et Fourniture d'Énergie, et Solutions clients ("*Energy Solutions*"). La mise en œuvre opérationnelle d'une réorganisation en *Global Business Units* (GBU) alignée sur ces activités a débuté à l'issue de la consultation des instances représentatives du personnel qui s'est tenue au premier semestre. À noter qu'au sein des activités de Solutions clients, les activités *asset-light*, qui ont vocation à devenir indépendantes d'ENGIE à terme, sont regroupées dans le sous-ensemble "EQUANS" (voir Note 5.2.1 "Projet de cession des entités du périmètre EQUANS" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") tandis que les autres activités conservées constituent la GBU "*Energy Solutions*".

Depuis sa prise de fonctions, le Comité Exécutif du Groupe, qui constitue le principal décideur opérationnel au sens de la norme IFRS 8 – *Information sectorielle*, pilote la performance opérationnelle et financière et alloue les ressources au sein du Groupe par activité sous-jacente aux GBU. De ce fait, ces activités correspondent désormais aux "secteurs opérationnels" et aux "secteurs reportables" au sens d'IFRS 8.

Cette évolution conduit à un changement de l'information sectorielle du Groupe vers l'axe des activités. Toutefois, l'année 2021 étant une année de transition, l'ancienne organisation opérationnelle, par *Business Units* géographiques, subsiste à titre transitoire et constitue un axe secondaire de l'information sectorielle du Groupe.

L'articulation entre les anciens et les nouveaux secteurs est la suivante (après le classement d'EQUANS en activités non poursuivies) :

		GBU et Secteur	GBU et Secteur	GBU et Secteur	GBU Secteur	GBU Secteur	Secteur	Secteur
		Renouvelables	Infrastructures	*Energy Solutions*	Thermique	Fourniture d'Énergie	Nucléaire	Autres
Ancienne organisation	France hors infrastructures	X		X		X		
	Infrastructures France		X					
	Reste de l'Europe	X	X	X	X	X	X	
	Amérique latine	X	X		X	X		
	États-Unis & Canada	X		X	X	X		
	Moyen-Orient, Asie & Afrique	X		X	X	X		
	Autres			X				X

7.2 Information par secteur reportable

7.2.1 Définition des secteurs reportables

Les secteurs reportables sont identiques aux secteurs opérationnels, et correspondent aux activités sous-jacentes à l'organisation en GBU :

- **Renouvelables** : regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer et la géothermie principalement. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.
- **Infrastructures** : englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili. Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la décarbonation de l'énergie et de verdissement des réseaux (intégration progressive de gaz verts, projets autour de l'hydrogène…).
- ***Energy Solutions*** : englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie bas carbone (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone…) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable).
- **Production Thermique** : regroupe l'ensemble des activités de production d'énergie centralisée à partir d'actifs thermiques, contractés ou non. Elle comprend l'exploitation de centrales utilisant principalement comme combustible le gaz ou le charbon ainsi que les centrales de stockage par pompage. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité ainsi que le développement des capacités de production d'hydrogène.
- **Fourniture d'Énergie** : englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux particuliers. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.
- **Nucléaire** : englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de production de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) et des droits de tirage en France.

Par ailleurs, l'ensemble **Autres** regroupe les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie, de fourniture *BtoB*, de GTT, ainsi que du *corporate* et des *holdings*.

7.2.2 Indicateurs clés par secteur reportable

Les données par activité selon la nouvelle segmentation correspondent aux données par *Business Lines* selon l'ancienne segmentation secondaire. Certaines réallocations mineures ont été réalisées à l'occasion de la réorganisation, impactant à la marge les données 2020 par rapport aux précédentes publications.

Chiffre d'affaires

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	3 661	2 971
Infrastructures	6 700	6 718
Energy Solutions	9 940	8 840
Production Thermique	4 089	3 281
Fourniture d'Énergie	13 237	10 792
Nucléaire (2)	56	39
Autres (3)	20 183	11 664
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**57 866**	**44 306**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Chiffres d'affaires après élimination des intercos de 1 705 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 129 millions d'euros au 31 décembre 2020)

(3) Dont 10 milliards d'euros d'effet prix par rapport à 2020

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	1 700	1 576
Infrastructures	4 121	3 848
Energy Solutions	799	738
Production Thermique	1 628	1 708
Fourniture d'Énergie	445	433
Nucléaire	1 413	415
Autres	457	189
TOTAL EBITDA	**10 563**	**8 908**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	1 185	1 093
Infrastructures	2 314	2 060
Energy Solutions	366	305
Production Thermique	1 183	1 259
Fourniture d'Énergie	174	184
Nucléaire	970	(111)
Autres	(46)	(297)
TOTAL EBIT	**6 145**	**4 493**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	95	39
Infrastructures	233	193
Energy Solutions	153	(62)
Production Thermique	301	389
Fourniture d'Énergie	-	-
Nucléaire	-	-
Autres	18	(7)
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**800**	**553**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 306 millions d'euros et 494 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 183 millions d'euros et 370 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Capitaux engagés industriels

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Renouvelables	12 535	10 281
Infrastructures	24 166	23 324
Solutions Clients	6 634	10 083
Energy Solutions	6 634	6 280
EQUANS	-	*3 804*
Production Thermique	7 852	8 210
Fourniture d'Énergie	1 362	1 234
Nucléaire (1)	(12 728)	(11 826)
Autres	6 561	4 839
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**46 382**	**46 146**

(1) Dont 15 119 millions d'euros de provisions nucléaires. Les capitaux engagés n'intègrent pas les actifs dédiés à la couverture des provisions pour 5 501 millions d'euros

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	2 007	1 631
Infrastructures	2 525	2 591
Energy Solutions	901	767
Production Thermique	268	189
Fourniture d'Énergie	299	278
Nucléaire	1 462	1 740
Autres	492	301
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 954**	**7 497**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

CAPEX de croissance

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	1 887	1 529
Infrastructures	1 320	1 579
Energy Solutions	712	591
Production Thermique	(17)	28
Fourniture d'Énergie	155	144
Nucléaire	-	-
Autres	218	2
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**4 274**	**3 873**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

7.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les zones géographiques ci-dessous sont issues du regroupement des *Business Units* du Groupe, comme décrit dans la *Note 6* "*Information sectorielle*" des états financiers consolidés au 31 décembre 2020.

Chiffre d'affaires

	31 déc. 2021			31 déc. 2020 (1)		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
France hors Infrastructures	13 038	299	13 337	10 386	296	10 682
Infrastructures France	5 629	878	6 506	5 439	920	6 359
Total France	*18 667*	*1 176*	*19 844*	*15 825*	*1 216*	*17 041*
Reste de l'Europe	11 088	3 364	14 452	9 047	1 915	10 961
Amérique latine	4 306	37	4 343	4 287	32	4 319
États-Unis & Canada	661	3	664	476	3	479
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 038	31	2 069	2 045	45	2 090
Autres	21 107	16 063	37 169	12 626	4 802	17 428
Élimination des transactions internes		(20 674)	(20 674)		(8 013)	(8 013)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**57 866**	**-**	**57 866**	**44 306**	**-**	**44 306**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
France hors Infrastructures	1 410	1 180
Infrastructures France	3 521	3 290
Total France	*4 931*	*4 470*
Reste de l'Europe	2 717	1 680
Amérique latine	1 928	1 992
États-Unis & Canada	208	168
Moyen-Orient, Asie & Afrique	565	617
Autres	215	(19)
TOTAL EBITDA	**10 563**	**8 908**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Dotations aux amortissements

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
France hors Infrastructures	(625)	(660)
Infrastructures France	(1 694)	(1 681)
Total France	*(2 319)*	*(2 341)*
Reste de l'Europe	(891)	(951)
Amérique latine	(474)	(461)
États-Unis & Canada	(117)	(58)
Moyen-Orient, Asie & Afrique	(69)	(75)
Autres	(500)	(482)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**(4 370)**	**(4 368)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
France hors Infrastructures	782	518
Infrastructures France	1 827	1 609
Total France	*2 609*	*2 127*
Reste de l'Europe	1 823	724
Amérique latine	1 453	1 530
États-Unis & Canada	91	110
Moyen-Orient, Asie & Afrique	495	542
Autres	(325)	(540)
TOTAL EBIT	**6 145**	**4 493**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Capitaux engagés industriels

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
France hors Infrastructures	6 545	7 326
Infrastructures France	19 972	19 891
Total France	*26 518*	*27 218*
Reste de l'Europe	(4 934)	(1 596)
Amérique latine	10 409	9 476
États-Unis & Canada	3 945	3 168
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 916	2 663
Autres	7 528	5 218
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**46 382**	**46 146**

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
France hors Infrastructures	828	666
Infrastructures France	1 922	1 763
Total France	*2 750*	*2 429*
Reste de l'Europe	2 171	2 201
Amérique latine	1 076	1 506
États-Unis & Canada	1 081	395
Moyen-Orient, Asie & Afrique	188	(499)
Autres	687	1 465
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 954**	**7 497**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

7.4 Indicateurs clés par zone de commercialisation / d'implantation

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)	31 déc. 2021	31 déc. 2020
France	24 341	18 666	30 241	30 560
Belgique	4 372	3 756	(10 775)	(9 833)
Autres Union européenne	12 501	7 999	6 938	6 234
Autres pays d'Europe	3 110	1 830	1 447	2 704
Amérique du Nord	4 752	4 264	5 342	4 460
Asie, Moyen-Orient et Océanie	4 441	3 458	2 709	2 495
Amérique du Sud	4 053	4 030	9 521	8 721
Afrique	297	304	960	805
TOTAL	**57 866**	**44 306**	**46 382**	**46 146**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

NOTE 8 Ventes

8.1 Chiffre d'affaires

Principes comptables

Le chiffre d'affaires sur contrats commerciaux est relatif aux contrats entrant dans le champ de la norme IFRS 15. Il est comptabilisé lorsque le client obtient le contrôle des biens ou des services vendus, pour une somme qui reflète ce que l'entité s'attend à recevoir pour ces biens et services.

Ainsi, l'analyse contractuelle des contrats de vente du Groupe a conduit à appliquer les principes suivants de reconnaissance du chiffre d'affaires :

- **Gaz, électricité et autres énergies**

  Le chiffre d'affaires sur ces ventes est comptabilisé lorsque l'énergie est livrée au client particulier, professionnel ou industriel.

  Les livraisons d'énergie sont suivies en temps réel ou de manière différée pour certains clients faisant l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, auquel cas, il est nécessaire d'estimer à la clôture la part du chiffre d'affaires non relevée dite "en compteur".
- **Infrastructures gazières, électriques et autres énergies**

  Le chiffre d'affaires réalisé par les gestionnaires d'infrastructures gazières et électriques sur leurs prestations de mise à disposition de capacités de transport, de distribution ou de stockage, est comptabilisé linéairement sur la durée des contrats.

  Dans les pays où le Groupe est commercialisateur (fournisseur) d'énergie sans en être le distributeur ou le transporteur, principalement en France et en Belgique, une analyse des contrats de fourniture d'énergie et du cadre réglementaire est faite pour déterminer si le chiffre d'affaires doit être comptabilisé net des coûts d'acheminement facturés aux clients, en application des dispositions d'IFRS 15.

  Cette analyse peut conduire le Groupe à exercer son jugement pour déterminer si le commercialisateur agit en tant qu'agent ou principal pour les prestations de distribution et/ou de transport de l'électricité et du gaz refacturées au client. Les principaux critères utilisés par le Groupe pour exercer son jugement et conclure, dans certains pays, au rôle d'agent du fournisseur à l'égard du gestionnaire d'infrastructures sont : la responsabilité première de l'exécution de la prestation d'acheminement, de même que celle d'engagement de réservation de capacité auprès du gestionnaire d'infrastructures, ainsi que la latitude dans la fixation du prix de la prestation d'acheminement.
- **Constructions, installations, exploitation et maintenance,** "***facility management***" **et autres services**

  Le chiffre d'affaires des activités de constructions et d'installations concerne essentiellement des actifs, construits sur les sites de clients, tels que des unités de cogénération, des chaudières ou d'autres actifs liés à l'efficacité énergétique dès lors que les contrats correspondants sont dans le champ de la norme IFRS 15. Le chiffre d'affaires réalisé sur ces travaux de constructions et d'installations est habituellement comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

  Dans le cadre des contrats d'exploitation et de maintenance, le Groupe est généralement responsable de l'exécution de prestations qui doivent permettre d'assurer la disponibilité d'installations de production d'énergie. La réalisation de ces prestations se fait de manière progressive et le revenu concerné est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

  Les prestations de "*facility management*" comprennent généralement la gestion et l'intégration d'un grand nombre de services de natures différentes, externalisés par un client. La rémunération du fournisseur est soit fixe, soit fonction du nombre d'heures ou d'un autre indicateur, sans faire la distinction par nature de services.

  Dès lors, le revenu est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés ou des heures prestées.

Si l'analyse contractuelle ne permet pas de conclure que le contrat est dans le champ d'IFRS 15, le chiffre d'affaires est alors présenté en chiffre d'affaires hors IFRS 15.

Le chiffre d'affaires réalisé sur des opérations hors du champ d'application d'IFRS 15 est présenté dans la colonne "Autres" et comprend notamment les revenus de trading, de locations et de concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles.

La ventilation du chiffre d'affaires se présente comme suit :

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	-	3 335	85	149	91	3 661
Infrastructures	205	1	5 715	606	173	6 700
Energy Solutions	157	3 368	102	6 262	51	9 939
Thermique	66	3 165	345	451	62	4 089
Fourniture d'Énergie	6 384	5 518	77	992	265	13 238
Nucléaire	-	4	11	22	19	56
Autres	9 166	9 470	228	323	994	20 183
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**15 978**	**24 861**	**6 565**	**8 806**	**1 656**	**57 866**

La variation importante des prix du gaz naturel a conduit le Gouvernement français à geler temporairement les tarifs réglementés de vente de gaz naturel à partir du 1er novembre 2021. La loi de finances pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021) a introduit le dispositif du "bouclier tarifaire" visant à plafonner, jusqu'au 30 juin 2022, les tarifs réglementés de vente de gaz au niveau de ceux du 1er octobre 2021. Les pertes de recettes supportées par ENGIE à compter du 1er novembre 2021 constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation garantie par l'État. Ce mécanisme sera suivi par un rattrapage sur les tarifs à partir de juillet 2022. La subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public, dont le montant s'élève à environ 248 millions d'euros au 31 décembre 2021, est comptabilisée dans les activités de "Fourniture d'énergie" dans la colonne "Autres" ("Chiffre d'affaires hors IFRS 15").

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2020 (1)
Renouvelables	-	2 686	39	190	56	2 971
Infrastructures	441	65	5 501	622	89	6 718
Energy Solutions	142	2 689	104	5 851	55	8 840
Thermique	15	2 526	251	385	105	3 281
Fourniture d'Énergie	5 888	3 926	140	804	34	10 792
Nucléaire	-	5	15	19	-	39
Autres	2 683	7 884	58	441	598	11 664
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**9 168**	**19 782**	**6 108**	**8 311**	**936**	**44 306**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

8.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats

Principes comptables

Lors de leur comptabilisation initiale, le Groupe évalue les créances commerciales à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15.

Les actifs de contrats regroupent les montants auxquels l'entité a droit en échange de biens ou de services qu'elle a déjà fournis à un client mais pour lesquels le paiement n'est pas encore exigible ou est subordonné à la réalisation d'une condition particulière prévue au contrat. Lorsqu'un montant devient exigible, il est transféré au compte de créance.

Une créance client est comptabilisée dès que l'entité a un droit inconditionnel à percevoir un paiement. Ce droit inconditionnel existe dès l'instant où seul l'écoulement du temps rend le paiement exigible.

Les passifs de contrats regroupent les montants perçus par l'entité en rémunération de biens ou de service qu'elle n'a pas encore fournis au client. Le passif de contrat est soldé par la constatation du chiffre d'affaires.

Les créances commerciales et autres débiteurs de même que les actifs de contrats font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le modèle de dépréciation des actifs financiers est basé sur la méthode des pertes de crédit attendues. Pour calculer les pertes de valeur attendues, le Groupe retient une approche matricielle de provisionnement pour les créances commerciales et les actifs de contrats dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base de portefeuille. Une approche individuelle est applicable aux grands clients et aux autres grandes contreparties, dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base individuelle.

Il convient de se reporter à la Note 18 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation par le Groupe du risque de contrepartie.

8.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Créances commerciales et autres débiteurs (1)	32 555	14 295
Dont IFRS 15	*6 453*	*6 897*
Dont non-IFRS 15	*26 103*	*7 398*
Actifs de contrats	8 377	7 764
Produits à recevoir et factures à établir	*6 817*	*6 754*
Gaz et électricité en compteur (2)	*1 560*	*1 010*

(1) La forte augmentation des créances commerciales et autres débiteurs est principalement liée aux variations sur la période des prix des matières premières
(2) Net des acomptes reçus

Au 31 décembre 2021, les actifs de contrats les plus significatifs concernent essentiellement Autres (principalement les activités de gestion de l'énergie et fourniture *BtoB* (3 102 millions d'euros), *Energy Solutions* (2 220 millions d'euros) et Fourniture d'Énergie *BtoC* (1 950 millions d'euros).

En millions d'euros	31 déc. 2021 Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net	31 déc. 2020 Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	33 920	(1 365)	32 555	15 568	(1 273)	14 295
Actifs de contrats	8 393	(16)	8 377	7 784	(20)	7 764
TOTAL	**42 314**	**(1 381)**	**40 932**	**23 351**	**(1 292)**	**22 059**

Gaz et électricité en compteur

Pour les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, le gaz livré mais non encore relevé à la clôture, est estimé à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente.

Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives n'étant parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier a posteriori que les risques d'erreur dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs.

En France et en Belgique, le "Gaz en compteur" est déterminé sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée, homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du Gaz en compteur.

La quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

L'"électricité en compteur" est également déterminée sur la base d'une méthode d'allocation directe similaire à celle utilisée pour le gaz en tenant compte toutefois des spécificités liées aux consommations d'électricité. En ce qui concerne sa valorisation elle se fera également client par client ou par typologie de clients.

Au 31 décembre 2021, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève à 4 638 millions d'euros (contre 3 079 millions d'euros au 31 décembre 2020).

8.2.2 Passifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2021 Non courant	Courant	Total	31 déc. 2020 Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	68	2 671	2 739	39	4 315	4 354
Avances et acomptes reçus	*-*	*1 955*	*1 955*	*15*	*2 123*	*2 138*
Produits constatés d'avance	*68*	*716*	*784*	*25*	*2 192*	*2 217*

Au 31 décembre 2021, les *Global Business Units* enregistrant le plus de chiffre d'affaires constaté à l'avancement, lié à des décalages entre les paiements et la réalisation des prestations sont *Energy Solutions* (1 330 millions d'euros), Fourniture d'Énergie *BtoC* (713 millions d'euros) et Autres (principalement les activités de gestion de l'énergie et de fourniture *BtoB* (458 millions d'euros)).

8.3 Chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance restant à réaliser

Le chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance partiellement réalisées au 31 décembre 2021 s'élève à 2 846 millions d'euros et concerne essentiellement *Energy Solutions* (2 017 millions d'euros), et Fourniture d'Énergie (731 millions d'euros) qui concentrent un volume important de contrats de construction, installation, maintenance et Facility Management pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement.

NOTE 9 Charges opérationnelles

Principes comptables

Les charges opérationnelles comprennent :

- les achats et dérivés à caractère opérationnel englobant :
  - les achats de matières premières et coûts associés (infrastructures, transport, stockage, etc.),
  - l'effet réalisé, ainsi que le changement de juste valeur (MtM), des transactions sur matières premières, avec ou sans livraison physique, entrant dans le champ d'application d'IFRS 9 – *Instruments financiers* et qui ne sont qualifiées ni de négoce, ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie ;
- les achats de services et autres tels que les charges de sous-traitance et d'intérimaires, les charges de location (contrats de location à court terme ou dont l'actif sous-jacent est de faible valeur), les charges de concessions, etc. ;
- les charges de personnel ;
- les amortissements, dépréciations et provisions ;
- les impôts et taxes d'exploitation.

9.1 Achats

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de trading (2)	(32 135)	(21 404)
Achats de services et autres (3)	(6 726)	(6 684)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	**(38 861)**	**(28 088)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Dont un produit net au 31 décembre 2021 de 721 millions d'euros au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre un produit net de 198 millions d'euros au 31 décembre 2020), notamment sur certaines positions résiduelles de couverture économique gaz non documentées en couverture de flux de trésorerie (les expositions électricité et autres sous-jacents se compensant dans l'ensemble)

(3) Dont 51 millions d'euros de charges de location relatives à des contrats à court terme et contrats portant sur des actifs de faible valeur au 31 décembre 2021 (contre 36 millions d'euros au 31 décembre 2020)

L'augmentation des achats et dérivés à caractère opérationnel est principalement liée aux variations sur la période des prix des matières premières.

9.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Avantages à court terme		(7 018)	(6 858)
Paiements fondés sur des actions	22	(48)	(47)
Charges liées aux plans à prestations définies	21.3.3	(479)	(350)
Charges liées aux plans à cotisations définies	21.4	(147)	(248)
CHARGES DE PERSONNEL		**(7 692)**	**(7 503)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

9.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Dotations aux amortissements	15 & 16	(4 370)	(4 368)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(310)	(217)
Variation nette des provisions	20	(159)	108
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		**(4 840)**	**(4 477)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Au 31 décembre 2021, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 1 004 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 366 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

NOTE 10 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles

Principes comptables

Les autres éléments du Résultat des activités opérationnelles (RAO) comprennent :

- les "Pertes de valeur". Cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwill*, les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ;
- les "Restructurations". Il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative le champ d'activité de l'entreprise, ou la manière dont cette activité est gérée, conformément aux critères prévus par IAS 37 ;
- les "Effets de périmètre". Cette ligne regroupe :
  - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
  - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
  - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
  - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés – à l'exception des résultats dégagés dans le cadre des modèles "*Develop, Build, Share & Operate*" (DBSO) ou "*Develop, Share, Build & Operate*" (DSBO), utilisés dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui sont enregistrés en Résultat opérationnel courant ;
- les "Autres éléments non récurrents". Cette ligne intègre les autres éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

10.1 Pertes de valeur

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Pertes de valeur :			
Goodwill	14.1	(107)	(2 145)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	15 & 16	(969)	(1 203)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		(17)	(237)
Total des pertes de valeur d'actifs		**(1 093)**	**(3 585)**
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles		64	84
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		-	-
Total des reprises de pertes de valeur		**64**	**84**
TOTAL		**(1 028)**	**(3 502)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2021 s'élèvent à 1 028 millions d'euros. Elles concernent principalement les immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que le *goodwill*. Compte tenu des effets d'impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2021 s'établit à 773 millions d'euros.

Les tests de perte de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 14.4.

10.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2021

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2021 s'élèvent à 1 028 millions d'euros et concernent principalement :

- des actifs concernés par la sortie de la production thermique à base de charbon annoncée par le Groupe en 2021, notamment au Brésil (228 millions d'euros) ;
- des actifs concernés par la revue stratégique des Solutions Clients annoncée par le Groupe en 2020, en France (90 millions d'euros), en Afrique (73 millions d'euros) et en Asie (33 millions d'euros) ;
- des actifs ayant fait l'objet de révisions de perspectives moyen et long terme ou ayant rencontré des difficultés opérationnelles, notamment des actifs de productions d'énergies renouvelables en Amérique latine (221 millions d'euros) et des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Asie (90 millions d'euros) ;
- d'autres actifs de production ou de support pour des montants moins significatifs pris individuellement.

10.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2020

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2020 s'élevaient à 3 502 millions d'euros et portaient essentiellement sur les éléments suivants :

- ***Goodwill* de l'UGT Nucléaire** (2 145 millions d'euros) et **actifs nucléaires en Belgique** (715 millions d'euros)

  Le Groupe a considéré que les annonces faites par le Gouvernement belge durant l'automne 2020, conjuguées aux échanges intervenus depuis, ne permettaient plus de réunir les conditions nécessaires au maintien d'une hypothèse de prolongation de 20 ans, au-delà de 2025, de la moitié de son parc d'unités de seconde génération.

  Les pertes de valeur constatées sur l'exercice tiennent compte de ce changement majeur d'hypothèse industrielle, du niveau des prix *forward* observés sur le second semestre 2020 ainsi que de la mise à jour du scénario de prix de long terme du Groupe au regard des dernières prévisions en matière de demande, de prix du CO_2 et d'évolution du mix énergétique.

- **Autres pertes de valeur**

  Les autres pertes de valeur comptabilisées par le Groupe portent principalement sur :
  - un investissement dans un actif de production gazière en Algérie (123 millions d'euros) ;
  - des actifs de production d'électricité d'origine thermique au Moyen-Orient (115 millions d'euros) ;
  - d'autres actifs de production thermique ou renouvelable au Mexique (70 millions d'euros), en Amérique du Nord (69 millions d'euros) et au Brésil (64 millions d'euros).

10.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 204 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 257 millions d'euros au 31 décembre 2020) comprennent essentiellement, en 2021 et 2020, des coûts liés à des plans de réduction d'effectifs et d'adaptation au contexte économique, à des arrêts ou cessions d'exploitation, à la fermeture ou restructuration de certains sites et divers autres coûts de restructurations.

10.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2021, les effets de périmètre s'élèvent à 1 107 millions d'euros et comprennent principalement :

- un résultat de 628 millions d'euros relatif à la cession partielle de la participation du Groupe dans Gaztransport et Technigaz (GTT) à hauteur de 10% pour 151 millions d'euros et à la revalorisation des 30% restants pour 478 millions d'euros ;
- un résultat de 347 millions d'euros correspondant au complément de prix sur la cession de 29,9% de la participation du Groupe dans la société SUEZ ;
- 113 millions d'euros de variation positive de la juste valeur de l'*earn-out* lié à la cession des activités GNL à TOTAL en 2018 ;
- un résultat de 56 millions d'euros relatif à diverses cessions dont EPS (83 millions d'euros), la cession partielle de la société Georgetown Energy Partners Holding LLC aux États-Unis (44 millions d'euros) et dans un actif de production d'électricité thermique en Grèce (-28 millions d'euros) ; et
- la variation de valeur du dérivé incorporé de l'obligation échangeable en actions GTT (-48 millions d'euros).

Au 31 décembre 2020, les effets de périmètre s'élevaient à 1 641 millions d'euros et comprenaient principalement :

- un résultat de 1 735 millions d'euros relatif à la cession de la plus grande partie de la participation d'ENGIE dans la société SUEZ ;
- un résultat de 95 millions d'euros relatif à la cession des participations du Groupe dans les sociétés Astoria 1 et 2 aux États-Unis, partiellement compensés par :
  - 62 millions d'euros de perte encourue dans le cadre de la cession de la société Multitech au Canada, et
  - 51 millions d'euros de variation négative de la juste valeur de l'*earn-out* lié à la cession des activités GNL à TOTAL en 2018.

10.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2021, d'un montant total de -69 millions d'euros, comprennent essentiellement des mises au rebut et des cessions d'actifs corporels.

Au 31 décembre 2020, les autres éléments non récurrents d'un montant total de -879 millions d'euros, comprenaient essentiellement, outre les impacts de la révision de provisions pour démantèlement et réhabilitation de sites industriels, les effets de l'extension, au reste de ses positions gaz en Europe, du mode de gestion en *trading* initié par la BU GEM en 2017 pour un montant de -726 millions d'euros.

NOTE 11 Résultat financier

En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2021	Charges	Produits	31 déc. 2020 (1)
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(943)	-	(943)	(876)	-	(876)
Coût des dettes de location	(35)	-	(35)	(40)	-	(40)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(6)	-	(6)	(21)	-	(21)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(2)	-	(2)	-	-	-
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	63	63	-	46	46
Coûts d'emprunts capitalisés	70	-	70	103	-	103
Coût de la dette	**(916)**	**63**	**(852)**	**(834)**	**46**	**(788)**
Soultes décaissées lors du débouclage de swaps	(73)	-	(73)	(44)	-	(44)
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	73	73	-	31	31
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	-	-	-	(16)	-	(16)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	**(73)**	**73**	**-**	**(60)**	**31**	**(29)**
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(63)	-	(63)	(87)	-	(87)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(630)	-	(630)	(614)	-	(614)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(152)	-	(152)	(158)	-	(158)
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(16)	329	313	(96)	70	(26)
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	-	125	125	-	176	176
Autres	(213)	121	(92)	(318)	209	(108)
Autres produits et charges financiers	**(1 073)**	**575**	**(498)**	**(1 273)**	**456**	**(818)**
RÉSULTAT FINANCIER	**(2 061)**	**711**	**(1 350)**	**(2 168)**	**533**	**(1 634)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Le coût de la dette nette est en hausse par rapport au 31 décembre 2020 en raison notamment de la hausse des taux au Brésil.

Le résultat des instruments de dette et de capitaux propres d'un montant de 313 millions d'euros comprend principalement la variation de juste valeur positive des OPCVM détenus par Synatom pour 291 millions d'euros (voir Note 20.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations et de gestion des matières fissiles irradiées" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ainsi que la variation de la juste valeur de la participation résiduelle dans Suez pour 42 millions d'euros, (voir Note 17.1.1.1 "Instruments de capitaux propres à la juste valeur" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

En 2021, le coût moyen de la dette après impact des dérivés s'est élevé à 2,63% contre 2,38% au 31 décembre 2020.

NOTE 12 Impôts

Principes comptables

Le Groupe calcule ses impôts sur le résultat conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un *goodwill* dont la perte de valeur n'est pas déductible ou par la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable à la date de transaction. Par ailleurs, un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que s'il est probable qu'un bénéfice imposable, sur lequel les différences temporelles déductibles pourront être imputées, sera disponible.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les soldes d'impôts différés sont déterminés sur la base de la situation fiscale de chaque société ou du résultat d'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre d'intégration fiscale considéré et sont présentés à l'actif ou au passif de l'état de la situation financière pour leur position nette par entité fiscale.

Les impôts différés sont revus à chaque arrêté pour tenir compte notamment des incidences des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles.

Les actifs et passifs d'impôt différé ne sont pas actualisés.

Les effets d'impôt relatifs aux coupons versés sur les titres super-subordonnés à durée indéterminée sont présentés en résultat.

12.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

12.1.1 Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 1 695 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 666 millions d'euros en 2020). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Impôt exigible	(740)	(765)
Impôt différé	(955)	99
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**(1 695)**	**(666)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

12.1.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt comptabilisée

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique du Groupe et la charge d'impôt effectivement comptabilisée est présentée dans le tableau suivant :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 [1]
Résultat net	**3 758**	**(893)**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	784	316
Résultat après impôt des activités non poursuivies	80	(151)
Impôt sur les bénéfices	(1 695)	(666)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**4 588**	**(392)**
Dont sociétés françaises intégrées	*5 604*	*1 538*
Dont sociétés étrangères intégrées	*(1 016)*	*(1 930)*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	28,4%	32,0%
Produit/(charge) d'impôt théorique (C) = (A) X (B)	**(1 303)**	**125**
Éléments de passage entre le produit/(charge) d'impôt théorique et la charge d'impôt inscrite au compte de résultat		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable pour la société mère et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions françaises et étrangères	38	(124)
Différences permanentes [2]	(30)	(580)
Éléments taxés à taux réduit ou nul [3]	300	573
Compléments d'impôt [4]	(230)	(388)
Effet de la non reconnaissance d'actifs d'impôt différé sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles [5]	(958)	(596)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus [6]	510	263
Effet des changements de taux d'impôt [7]	(17)	(103)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt [8]	185	108
Autres [9]	(189)	56
Charge d'impôt inscrite au compte de résultat	**(1 695)**	**(666)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées et la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides

(3) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit dans certaines juridictions fiscales, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités, les pertes de valeur et moins-values non déductibles sur les titres de participation, ainsi que l'effet des résultats non taxés des réévaluations des intérêts précédemment détenus (ou conservés) dans le cadre des acquisitions et changements de méthode de consolidation

(4) Comprend notamment les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, la quote-part de frais et charges sur les dividendes, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés

(5) Comprend (i) l'effet de la non-reconnaissance des différences temporelles fiscales actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives bénéficiaires suffisantes et (ii) l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur les immobilisations

(6) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales

(7) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé au Royaume-Uni, en France et en Argentine pour 2021 et en France et au Royaume-Uni pour 2020

(8) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux, les crédits d'impôt en France et autres réductions d'impôt

(9) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur

12.1.3 Analyse par catégorie de différence temporelle du produit/de la charge d'impôt différé du compte de résultat

	Impacts résultat	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	(178)	(203)
Engagements de retraite et assimilés	(218)	(78)
Provisions non déductibles	(56)	222
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	174	276
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	6 542	488
Autres	222	(40)
Total	**6 485**	**666**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(498)	2
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	(7 148)	(437)
Autres	183	(146)
Total	**(7 463)**	**(581)**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**(977)**	**85**
Dont activités poursuivies	*(955)*	*99*

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

12.2 Produits et charges d'impôt différé comptabilisés en "Autres éléments du résultat global"

Les produits et charges d'impôt différé comptabilisés en "Autres éléments du résultat global", ventilés par composantes, sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Instruments de capitaux propres et de dettes	1	(10)
Écarts actuariels	(447)	400
Couverture d'investissement net	55	(27)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(1 370)	(127)
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	(19)	17
Total hors quote-part des entreprises mises en équivalence & activités non poursuivies	**(1 779)**	**254**
Quote-part des entreprises mises en équivalence	(50)	116
Activités non poursuivies	(13)	(1)
TOTAL	**(1 843)**	**369**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

12.3 Impôts différés dans l'état de la situation financière

12.3.1 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de la situation financière, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé, se ventile de la manière suivante :

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2020	**880**	**(4 416)**	**(3 536)**
Effet du résultat de la période	6 484	(7 463)	(979)
Effet des autres éléments du résultat global	(286)	(1 511)	(1 797)
Effet de périmètre	(8)	42	34
Effet de change	59	(125)	(66)
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(250)	219	(30)
Autres effets	309	(491)	(183)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(6 007)	6 007	-
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**1 181**	**(7 738)**	**(6 557)**

12.3.2 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés présentée dans l'état de la situation financière (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé)

Principes comptables

Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Cette probabilité de bénéfices imposables futurs est estimée en prenant en considération l'existence de différences temporelles imposables relevant de la même entité fiscale et se reversant sur les mêmes échéances vis-à-vis de la même autorité fiscale, ainsi que les estimations de profits taxables futurs. Ces prévisions de profits taxables et les consommations de reports déficitaires en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat sur une période de projections fiscales de six années telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier, ainsi qu'à partir de projections complémentaires lorsque nécessaire.

	Position de clôture	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 299	1 769
Engagements de retraite	1 501	2 061
Provisions non déductibles	388	435
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 440	955
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	8 968	2 148
Autres	523	442
TOTAL	**14 119**	**7 810**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(9 345)	(8 528)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	(10 643)	(2 067)
Autres	(687)	(752)
TOTAL	**(20 675)**	**(11 346)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(6 557)**	**(3 536)**

12.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2021, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 4 642 millions d'euros (contre 4 061 millions d'euros au 31 décembre 2020). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique, au Luxembourg et aux Pays-Bas). Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu entièrement ou partiellement à la comptabilisation d'actifs d'impôt différé faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de la situation financière s'élève à 1 097 millions d'euros en 2021 contre 823 millions d'euros en 2020.

NOTE 13 Résultat par action

Principes comptables

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de l'exercice attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant l'exercice. Le nombre moyen d'actions en circulation au cours de l'exercice est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Pour le calcul du résultat dilué, ce nombre, ainsi que le résultat de base par action, est modifié pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions ordinaires potentiellement dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément aux dispositions d'IAS 33 *Résultat par action*, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés (voir Note 19.2.1 "Émission de titres super-subordonnés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les plans d'actions de performance en titres ENGIE.

	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Numérateur *(en millions d'euros)*		
Résultat net part du Groupe	**3 661**	**(1 536)**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies	*3 582*	*(1 384)*
Rémunération des titres super-subordonnés	(121)	(187)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**3 540**	**(1 723)**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*3 461*	*(1 571)*
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	**3 540**	**(1 723)**
Résultat net récurrent part du Groupe	**3 158**	**1 703**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies	*2 927*	*1 725*
Rémunération des titres super-subordonnés	(121)	(187)
Résultat net récurrent part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**3 037**	**1 516**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*2 806*	*1 538*
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net récurrent part du Groupe dilué	**3 037**	**1 516**
Dénominateur *(en millions d'actions)*		
Nombre moyen d'actions en circulation	**2 419**	**2 416**
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	12	11
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 431**	**2 427**
Résultat par action *(en euros)*		
Résultat net part du Groupe par action	**1,46**	**(0,71)**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action	*1,43*	*(0,65)*
Résultat net part du Groupe par action dilué	**1,46**	**(0,71)**
Dont Résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action	*1,42*	*(0,65)*
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**1,26**	**0,63**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies, par action	*1,16*	*0,64*
Résultat net récurrent part du Groupe par action dilué	**1,25**	**0,62**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action	*1,15*	*0,63*

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

NOTE 14

Principes comptables

Lors d'un regroupement d'entreprises le *goodwill* est calculé par différence entre :

- d'une part la somme de :
  - la contrepartie transférée,
  - le montant des intérêts minoritaires dans l'entreprise acquise, et
  - dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- et d'autre part la juste valeur nette des actifs acquis et des passifs repris identifiables. Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management à la date d'acquisition.

Le montant du *goodwill* reconnu lors de la prise de contrôle ne peut plus être ajusté après la fin de la période d'évaluation de 12 mois.

Les *goodwill* relatifs aux participations dans les entreprises associées sont compris dans la valeur des participations dans les entreprises mises en équivalence.

Risque de perte de valeur

Les *goodwill* ne sont pas amortis mais font l'objet, conformément à IAS 36, de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur. Ces *goodwill* sont testés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Il y a perte de valeur du *goodwill* si la valeur nette comptable de l'UGT (ou groupe d'UGT) à laquelle le *goodwill* est affecté est supérieure à sa valeur recouvrable. Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 14.4.

Les pertes de valeur relatives aux *goodwill* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat.

Indices de perte de valeur sur un *goodwill*

Les principaux indices de perte de valeur retenus par le Groupe sont :

- au titre des indices externes :
  - sur la période, la valeur de marché d'un actif a diminué de façon plus importante que du seul effet attendu du passage du temps ou de l'utilisation normale de l'actif,
  - d'importants changements, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement technologique, économique ou juridique ou du marché dans lequel l'entité opère ou dans le marché auquel l'actif est dévolu,
  - les taux d'intérêt du marché ou d'autres taux de rendement du marché ont augmenté durant la période et il est probable que ces augmentations affecteront le taux d'actualisation utilisé dans le calcul de la valeur d'utilité d'un actif et diminueront de façon significative la valeur recouvrable de l'actif,
  - la valeur comptable de l'actif net de l'entité est supérieure à sa capitalisation boursière ;
- au titre des indices internes :
  - il existe un indice d'obsolescence ou de dégradation physique d'un actif ;
  - des changements importants, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou sont susceptibles de survenir dans un proche avenir, dans le degré ou le mode d'utilisation d'un actif tel qu'il est utilisé ou que l'on s'attend à l'utiliser. Ces changements incluent la mise hors service de l'actif, les plans d'abandon ou de restructuration du secteur d'activité auquel un actif appartient et les plans de sortie d'un actif avant la date précédemment retenue, et la réestimation de la durée d'utilité d'un actif comme déterminée plutôt qu'indéterminée ;
  - des données internes montrent que la performance économique d'un actif est ou sera moins bonne que celle attendue.

14.1 Évolution de l'organisation du Groupe

À compter du 1er février 2021, le Groupe est organisé autour de quatre grandes activités stratégiques ou *Global Business Units* (GBU) : Renouvelables, Infrastructures, Production Thermique et Fourniture d'Énergie, ainsi que *Energy Solutions* (voir Note 7.1 "Réorganisation d'ENGIE et modification de l'information sectorielle" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Dans le contexte de cette réorganisation, le Groupe a modifié son information sectorielle au sens d'IFRS 8 – *Secteurs opérationnels* et a procédé en conséquence à une réallocation des *goodwill* des anciennes BUs géographiques vers les nouveaux secteurs opérationnels conformément à IAS 36 – *Dépréciations d'actifs*.

Parmi les 25 BU qui constituaient les secteurs opérationnels dans la précédente organisation :

- 13 BU étaient mono-métier : leurs *goodwill*, qui s'élevaient à 9,2 milliards d'euros au 1er janvier 2021 (environ 60% des *goodwill* du Groupe), ont été alloués directement aux nouveaux secteurs correspondant aux métiers concernés ;
- 12 BU étaient multi-métiers : leurs *goodwill*, qui représentaient 6,7 milliards d'euros, ont fait l'objet d'une répartition par secteur.

La réallocation des *goodwill* au niveau des secteurs au 1er janvier 2021 se présente comme suit. :

			Solutions Clients						
En milliards d'euros	Renou-velables	Infra-structures	*Energy Solutions*	EQUANS	Thermique	Fourniture d'énergie	Nucléaire	Autres	Goodwill 1er janv. 2021
France hors infrastructures									
France Renouvelables									1,2
ENGIE Solutions France									1,5
France *BtoC*									1,0
Infrastructures France									
GRDF									4,0
GRTgaz									0,6
Autres									0,4
Reste de l'Europe									
Benelux									1,3
Génération Europe									0,5
Nucléaire									0,8
Royaume-Uni									1,0
Europe Nord/Sud/'Est									0,9
Amérique latine									**0,7**
États-Unis & Canada									**0,7**
Moyen-Orient, Asie & Afrique									**0,7**
Autres									**0,7**
dont GTT									*0,2*
GOODWILL 1ER JANV. 2021	**2,1**	**5,3**	**1,4**	**2,9**	**1,1**	**1,8**	**0,8**	**0,5**	**15,9**
						Total mono-métiers			9,2
						Total multi-métiers			6,7

Compte tenu des marges de valeur existantes, cette réallocation des *goodwill* n'a pas entrainé de perte de valeur initiale.

14.2 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur nette
Au 31 décembre 2020	**15 943**
Pertes de valeur	(107)
Variations de périmètre et Autres	(3 249)
Écarts de conversion	214
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**12 799**

Les variations de la période proviennent principalement du classement des activités des entités du périmètre EQUANS, ainsi que de la société Endel et ses principales filiales, en tant qu'"Actifs destinés à être cédés", des pertes de valeurs constatées sur des géographies ou activités non stratégiques en Amérique du Sud et en Afrique, compensée dans une moindre mesure par les différentes acquisitions réalisées au cours de l'exercice (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

14.3 Informations sur les *goodwill*

Pour les besoins des tests de dépréciation, les *goodwill* sont alloués aux secteurs opérationnels, qui représentent le niveau le plus bas auquel ils sont suivis pour des besoins de gestion interne.

Le tableau ci-dessous présente le montant des *goodwill* au 31 décembre 2021 :

En millions d'euros	31 déc. 2021
Infrastructures	5 288
Renouvelables	2 132
Fourniture d'énergie	1 818
Energy Solutions	1 302
Thermique	1 139
Nucléaire	797
Autres	324
TOTAL	**12 799**

14.4 Tests de pertes de valeur des *goodwill*

Tous les *goodwill* font l'objet d'un test de perte de valeur sur la base des données à fin juin, complétés par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des *goodwill* est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2022 et du plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2025-2040 lesquelles ont été approuvées en novembre 2021 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide ("prix *forward*") concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de forte volatilité des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO_2 sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019 et en juillet 2021. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

14.4.1 Renouvelables

Le *goodwill* s'élève à 2 132 millions d'euros au 31 décembre 2021. Renouvelables regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer et la géothermie principalement. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.

La détermination de la valeur terminale pour le calcul de la valeur d'utilité a été réalisée pour les activités hydrauliques en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, les hypothèses de renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution des prix de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

La valeur d'utilité de la Compagnie Nationale du Rhône et de la SHEM tient compte d'hypothèses portant notamment sur la prolongation ou la remise en appel d'offres des concessions, ainsi que sur les modalités d'une éventuelle prolongation.

Les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions comprennent un certain nombre d'hypothèses concernant les conditions économiques et régulatoires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissement à réaliser, etc.) durant cette période.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 4,5% et 10% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 euros/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique, en France, aurait un impact négatif de 0,5 milliard d'euros sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10 euros/MWh du prix de l'électricité aurait un effet positif de 0,5 milliard d'euros sur la valeur recouvrable.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés sur la production électrique d'origine hydraulique, en France, aurait un impact négatif de 0,2 milliard d'euros sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 0,2 milliard d'euros sur la valeur recouvrable.

14.4.2 Infrastructures

Cet ensemble englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili.

Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la transition énergétique et au verdissement des réseaux (biométhane, hydrogène, etc.).

Le *goodwill* s'élève à 5 288 millions d'euros au 31 décembre 2021.

La valorisation des activités en France découle principalement des projections de flux de trésorerie établies à partir des tarifs négociés avec le régulateur (CRE) et des valeurs terminales correspondant à la valeur attendue de la Base des Actifs Régulés (BAR). La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par les opérateurs. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisée au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Pour la valorisation des activités en France, le scénario mix énergétique à horizon 2050, retenu par le Groupe et décrit dans la note 20.3.1 "Démantèlements relatifs aux installations non nucléaire", n'entraînera pas de modification sensible de la BAR. En raison du rôle indispensable du gaz qui fournit une source stable d'approvisionnement en énergie, complémentaire aux sources d'énergie renouvelables intermittentes par nature, non pilotables et difficilement stockables, le Groupe considère que son réseau d'infrastructures gazières sera maintenu ou converti pour permettre l'acheminement des gaz verts (biométhane, hydrogène, etc.).

Le Groupe prévoit, pour y parvenir, un maintien du niveau actuel des investissements, et une entrée de l'hydrogène dans la régulation, scénario conforté par les différentes mesures présentées par la Commission européenne.

Les taux d'actualisation de l'ensemble de ces activités sont compris entre 4,5% et 8,5% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère régulé des activités infrastructures en France, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

14.4.3 *B*

Le *goodwill* s'élève à 1 302 millions d'euros au 31 décembre 2021. *Energy Solutions* englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie bas carbone (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone…) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable).

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie, en France, a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 2% par an.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des prix au-delà de l'horizon liquide.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 4,5% et 8,6% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités d'*Energy Solutions*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

14.4.4 Production Thermique

Le *goodwill* s'élève à 1 139 millions d'euros au 31 décembre 2021. Thermique regroupe l'ensemble des activités de production d'énergie centralisée à partir d'actifs thermiques, contractés ou non. Elle comprend l'exploitation de centrales utilisant principalement comme combustible le gaz ou le charbon ainsi que les centrales de stockage par pompage. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2022 et plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de trois ans sur la durée d'utilité des actifs sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution du prix du CO_2, des combustibles et de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 6% et 10% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 8% sur l'excédent de la valeur recouvrable des centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne par rapport à leur valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 8% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne aurait un impact négatif de 29% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 29% sur ce calcul.

14.4.5 Fourniture d'Énergie

Le *goodwill* s'élève à 1 818 millions d'euros au 31 décembre 2021. Cet ensemble regroupe les activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des principales activités de services et de commercialisation d'énergie en Europe a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 1,8% à 1,9% par an.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 7% et 9% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités de fourniture d'énergie, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

14.4.6 Nucléaire

Cet ensemble regroupe les activités de production d'électricité à partir du parc de centrales nucléaires du Groupe en Belgique ainsi que des droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin en France.

Le *goodwill* est de 797 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

Les prévisions de flux de trésorerie de ces activités reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution de la demande et des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre régulatoire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique et la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France). Enfin, le taux d'actualisation constitue également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de ces activités. Il s'établit à 7% pour l'exercice 2021, identique à celui de l'exercice 2020.

Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires
Production d'électricité d'origine nucléaire Belgique	Pour Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, projection des flux de trésorerie sur le reste de la durée légale de 50 ans. Pour les unités de seconde génération Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3, projection des flux de trésorerie sur la durée légale de 40 ans, sans hypothèse de prolongation.
Droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin	Projection des flux de trésorerie sur la durée résiduelle des contrats puis hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage.

Le principe et le calendrier de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40e année d'exploitation, énoncés dans la loi du 31 janvier 2003 sur "la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité" ont été réaffirmés dans la note de politique générale du gouvernement du 4 novembre 2020. Ce principe reste cependant toujours assorti de mécanismes d'analyse permettant de réapprécier cette décision en fonction de ses impacts sur la sécurité d'approvisionnement, le climat, les prix de l'énergie et la sécurité des installations qui font l'objet d'un monitoring. Si ce monitoring met en lumière un problème de sécurité d'approvisionnement, l'accord de gouvernement de 2020 prévoit la possibilité d'ajuster le calendrier légal pour une capacité pouvant aller jusqu'à 2 GW.

Depuis la clôture de l'exercice 2020, le Groupe considère que, notamment, les conditions opérationnelles pour la réalisation des travaux préalables à l'extension ne sont plus réunies pour retenir l'hypothèse d'une prolongation, au-delà de 2025, d'une partie du parc d'unités de seconde génération. Le monitoring dont il est question ci-dessus n'a toujours pas donné lieu à conclusions durant l'année 2021 et l'hypothèse d'un arrêt progressif, jusqu'en 2025, de l'ensemble des unités est demeurée inchangée pour le test de perte de valeur.

En France, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a autorisé le redémarrage de Tricastin 1 le 20 décembre 2019 après son arrêt pour quatrième visite décennale et a publié, le 3 décembre 2020, un projet de décision fixant les conditions de la poursuite du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans. La voie est ainsi ouverte à la confirmation d'une prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des réacteurs de la série des 900 MW à formaliser dans les prochaines années après fixation des conditions de poursuite de l'exploitation par l'agence de sûreté nucléaire et enquête publique. Le Groupe a donc tenu compte de la prolongation de 10 années des unités nucléaires de Tricastin et Chooz B, au-delà de leur quatrième visite décennale qui arrive à échéance respectivement en 2021 et 2039 et donc des droits de tirage du Groupe. Cette hypothèse de prolongation était déjà prise en compte les années passées.

Résultats du test de perte de valeur

Compte tenu des éléments décrits ci-avant, du niveau des prix *forward* observés sur l'exercice 2021 ainsi que de la mise à jour du scenario de prix de long terme du Groupe au regard des dernières prévisions en matière de demande, de prix du CO_2 et d'évolution du mix énergétique, aucune perte de valeur n'a été constatée sur l'exercice.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 euros/MWh sur l'ensemble de la production électrique d'origine nucléaire, au-delà de l'horizon *forward*, se traduirait par une perte de valeur de l'ordre de 0,2 milliard d'euros.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation ne se traduirait pas par une perte de valeur.

Une diminution de 5% du taux de disponibilité des centrales belges sur l'ensemble de leur horizon de production électrique d'origine nucléaire se traduirait par une perte de valeur de l'ordre de 0,1 milliard d'euros.

14.4.7 Autres

Le goodwill s'élève à 324 millions d'euros au 31 décembre 2021. Cet ensemble regroupe les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie, de fourniture *BtoB* en France d'Entreprises & Collectivités (E&C), ainsi que du *corporate* et des *holdings*.

Le secteur Autres présente, pour ses activités opérationnelles portant des *goodwill*, des marges importantes entre la valeur recouvrable et la valeur nette comptable au 31 décembre 2021.

NOTE 15 Immobilisations incorporelles

Principes comptables

Évaluation initiale

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût diminué du cumul des amortissements et éventuelles pertes de valeur.

Amortissement

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté en fonction du rythme attendu de la consommation des avantages économiques futurs de l'actif. Les amortissements sont calculés, essentiellement sur base du mode linéaire, en fonction des durées d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	**Minimum**	**Maximum**
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	3	20
AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	**1**	**50**

Certaines immobilisations incorporelles, dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de perte de valeur annuel.

Risque de perte de valeur

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur. Dans le cas des immobilisations incorporelles non amorties, les tests de perte de valeur sont réalisés annuellement

Indices de perte de valeur

Ce test de perte de valeur n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

Les principaux indices de perte de valeur externes et internes sont présentés en Note 14 "*Goodwill*".

Pertes de valeur

Les immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (actif isolé ou Unité Génératrice de Trésorerie – UGT) déterminé conformément aux prescriptions d'IAS 36. Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne une révision de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles ou incorporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Évaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, elles sont, le cas échéant, regroupées dans des UGT dont on pourra comparer les valeurs comptables et les valeurs recouvrables.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale. Des méthodes usuelles d'évaluation sont mises en œuvre pour lesquelles les principales hypothèses économiques retenues portent sur :

- les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire ;
- des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées ;
- des valeurs terminales cohérentes avec les données de marché disponibles propres aux segments opérationnels concernés et des taux de croissance liés aux valeurs terminales n'excédant pas les taux d'inflation.

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôts. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme requis par la norme IAS 36.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, la valeur recouvrable des actifs concernés est déterminée sur la base de leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture.

En cas de perte de valeur, celle-ci est inscrite sur la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat.

Droits incorporels sur contrats de concession

L'interprétation IFRIC 12 – *Accords de concession de services* traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

- le concédant contrôle ou régule le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ; et
- le concédant contrôle tout intérêt résiduel significatif de l'infrastructure au terme du contrat, par exemple il a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

Le modèle de l'actif incorporel selon IFRIC 12§17 s'applique si l'opérateur reçoit un droit (une licence) de faire payer les utilisateurs, ou le concédant, en fonction de l'utilisation faite du service public. Il n'existe pas de droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie, car ce droit dépend du niveau d'utilisation du service par les usagers.

Les infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles. C'est le cas des infrastructures de distribution de gaz en France. En effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GRDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Frais de recherche et développement

Les frais de recherche sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité.

15.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
Valeur brute				
Au 31 décembre 2020	**3 907**	**2 908**	**12 886**	**19 701**
Acquisitions [1]	197	-	1 032	1 228
Cessions	(3)	(125)	(115)	(242)
Écarts de conversion	(7)	-	127	120
Variations de périmètre	(38)	-	(631)	(669)
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	(195)	-	(578)	(773)
Autres variations	57	61	214	331
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**3 917**	**2 845**	**12 936**	**19 697**
Amortissements et pertes de valeur				
Au 31 décembre 2020	**(1 781)**	**(2 193)**	**(8 532)**	**(12 505)**
Dotations aux amortissements [2]	(129)	(65)	(860)	(1 053)
Pertes de valeur	(20)	-	(100)	(120)
Cessions	2	125	101	228
Écarts de conversion	1	-	(69)	(67)
Variations de périmètre	7	-	257	264
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	24	-	379	403
Autres variations	(26)	-	(35)	(62)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(1 921)**	**(2 133)**	**(8 860)**	**(12 913)**
Valeur nette comptable				
Au 31 décembre 2020	**2 126**	**716**	**4 354**	**7 196**
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**1 996**	**712**	**4 076**	**6 784**

(1) Dont 49 millions d'euros relatif aux immobilisations incorporelles d'EQUANS, classées comme "Activités non poursuivies" (voir Note 5 "Principales variations de périmètres" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Les dotations aux amortissements d'EQUANS sont comptabilisées au compte de résultat sur la ligne "Résultat net des activités non poursuivies" pour un montant de -49 millions d'euros au 31 décembre 2021

La diminution nette des immobilisations incorporelles s'explique essentiellement par :

- des dotations aux amortissements pour 1 053 millions d'euros ;
- du classement en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" pour -369 millions d'euros principalement liés au classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS en application de la norme IFRS 5 ;
- des effets de périmètre négatifs pour 406 millions d'euros principalement liés à la cession partielle de 10% de la participation du Groupe dans Gaztransport et Technigaz (GTT), société active dans le transport et le stockage du gaz liquéfié pour 357 millions d'euros ;
- des pertes de valeurs pour 120 millions d'euros ;

compensées partiellement par :

- des investissements sur la période pour 1 228 millions d'euros qui concernent principalement les immobilisations incorporelles en cours dans le secteur des infrastructures en France ;
- un effet positif des variations de change pour 53 millions d'euros dû principalement à l'appréciation du dollar américain (47 millions d'euros).

15.1.1 Pertes de valeur

Les pertes de valeurs nettes comptabilisées pour 120 millions d'euros au 31 décembre 2021 concernent principalement des logiciels d'ENGIE SA ainsi que sur des actifs incorporels dans les activités de solutions à l'énergie et des énergies renouvelables.

15.1.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou dans le cadre de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs sous-jacents. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 50 ans. À ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B et Tricastin (France), et de capacités de production virtuelle (VPP – *Virtual Power Plant*) en Italie.

15.1.3 Autres

Au 31 décembre 2021, ce poste comprend principalement 1 470 millions d'euros de logiciels et licences, 628 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 1 721 millions d'euros composés notamment d'actifs incorporels (portefeuille clients) acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés.

15.2 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques.

Les frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, s'élèvent à 159 millions d'euros pour l'exercice 2021, dont 25 millions d'euros de dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38).

NOTE 16 Immobilisations corporelles

Principes comptables

Évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique moins les amortissements cumulés et les pertes de valeur constatées.

La valeur comptable des immobilisations corporelles ne fait l'objet d'aucune réévaluation, le Groupe n'ayant pas choisi la méthode alternative permettant de réévaluer de façon régulière une ou plusieurs catégories d'immobilisations corporelles.

Les subventions pour investissements sont portées en déduction de la valeur brute des immobilisations au titre desquelles elles ont été reçues.

En application d'IAS 16, le coût de l'actif comprend, lors de sa comptabilisation initiale, les coûts de démantèlement et de remise en état de site dès lors qu'il existe à la date de début une obligation actuelle, légale ou implicite de démanteler ou de restaurer le site. Une provision est alors constatée en contrepartie d'un composant de l'actif au titre du démantèlement.

Les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction d'un actif qualifié sont incorporés dans son coût.

Contrats de location

Conformément à IFRS 16, le Groupe reconnait un droit d'utilisation à l'actif du bilan et une dette de location au titre des accords considérés comme des contrats de location dans lesquels il est preneur, à l'exception des contrats d'une durée initiale inférieure ou égale à 12 mois ("contrats de location à court terme"), ou de ceux dont l'actif sous-jacent est de faible valeur ("actifs de faible valeur"). Les paiements associés à ces contrats sont comptabilisés linéairement en charge dans le compte de résultat. Les contrats de location du Groupe concernent principalement des immeubles, des véhicules et des autres équipements.

L'actif relatif au droit d'utilisation est initialement évalué au coût, qui comprend le montant initial de la dette de location (ajusté pour les paiements de loyers réalisés à la date de début du contrat ou avant cette date) majoré, le cas échéant, des coûts directs initiaux engagés par le preneur, des coûts estimés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ainsi que les coûts liés à la restauration ou à la remise en état de l'actif ou du site où l'actif se trouve, moins, les éventuels avantages reçus liés à la location.

La dette de location est initialement évaluée à la valeur actuelle des loyers résiduels, actualisés au taux d'endettement marginal du preneur. Ce taux a été déterminé à partir du taux marginal d'emprunt du Groupe ajusté, conformément à la norme IFRS 16, pour tenir compte (i) de l'environnement économique des filiales, et en particulier de leur risque de crédit, (ii) de la devise dans laquelle les contrats ont été conclus et (iii) de la durée initiale du contrat (ou de la durée résiduelle de chaque contrat existant à la date de première application de la norme). La méthodologie utilisée pour calculer le taux d'emprunt marginal reflète l'échéancier de paiement des loyers (méthode de la duration).

La détermination de la durée du contrat, en ce compris l'appréciation du caractère raisonnable de l'exercice d'une option de prolongation ou du non exercice d'une option de résiliation, est effectuée au cas par cas. Cette analyse fait l'objet d'un nouvel examen si un événement ou un changement de circonstances important, sous le contrôle du preneur, se produit et est susceptible d'avoir une incidence sur cette évaluation. À noter que pour déterminer la période exécutoire d'un contrat, le Groupe retient une définition large de la notion de pénalités en tenant compte non seulement des pénalités contractuelles à proprement parler, mais aussi des coûts annexes induits par une éventuelle résiliation.

Gaz *coussin*

Le gaz "coussin", injecté dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz "utile" comptabilisé en stock (voir Note 25.2 "Stocks" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), il est enregistré en Autres immobilisations.

Amortissement

En application de l'approche par composants, le Groupe utilise des durées d'amortissement différenciées pour chacun des composants significatifs d'un même actif immobilisé dès lors que l'un de ces composants à une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.

Les amortissements sont calculés essentiellement selon un mode linéaire sur base des durées normales d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	**Minimum**	**Maximum**
Installations techniques		
• Stockage – Production – Transport – Distribution	5	60*
• Installation – Maintenance	3	10
• Aménagements hydrauliques	20	65
Autres immobilisations corporelles	2	33

* *Hors gaz coussin*

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minimales concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maximales s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et de stockage. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à "la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité", les centrales nucléaires sont, depuis l'exercice 2003, amorties de manière prospective sur 40 ans, à compter de leur date de mise en service, à l'exception de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre la durée du contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte des options de renouvellement des contrats s'il est raisonnablement certain que ces options seront exercées.

L'actif relatif au droit d'utilisation est amorti de manière linéaire sur la durée du contrat de location, sauf si le contrat transfère la propriété de l'actif sous-jacent au Groupe à la fin du contrat. Dans ce cas, il est amorti sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, laquelle est déterminée selon les mêmes principes que ceux des immobilisations corporelles mentionnés ci-dessus.

Risque de perte de valeur

Voir Note 15 "Immobilisations incorporelles" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Indices de perte de valeur

Voir Note 14 "*Goodwill*" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

16.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Construc-tions	Installa-tions techniques	Matériel de transport	Coûts de démantè-lement	Immobili-sations en cours	Droits d'utilisation	Autres	Total
Valeur brute									
Au 31 décembre 2020	**633**	**5 447**	**81 958**	**488**	**3 593**	**4 616**	**4 151**	**1 442**	**102 327**
Acquisitions/ Augmentations [1]	6	408	(6)	49	-	4 816	666	64	6 003
Cessions	(16)	(89)	(885)	(33)	(5)	(29)	(163)	(65)	(1 284)
Écarts de conversion	8	70	866	3	18	178	133	38	1 313
Variations de périmètre	70	1 102	1 258	(1)	3	(53)	(12)	(14)	2 353
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	(41)	(433)	(925)	(207)	(26)	100	(768)	(190)	(2 489)
Autres variations	(10)	(3 192)	8 265	4	86	(4 914)	(140)	33	133
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**650**	**3 312**	**90 530**	**304**	**3 669**	**4 715**	**3 867**	**1 308**	**108 355**
Amortissements et pertes de valeur									
Au 31 décembre 2020	**(99)**	**(3 090)**	**(43 444)**	**(341)**	**(2 973)**	**(309)**	**(1 256)**	**(928)**	**(52 439)**
Dotations aux amortissements [2]	(5)	(152)	(2 621)	(51)	(106)	-	(523)	(111)	(3 569)
Pertes de valeur	-	(14)	(537)	-	(37)	(205)	(57)	(6)	(857)
Cessions	12	82	853	30	5	24	160	58	1 223
Écarts de conversion	-	(16)	(307)	(2)	(9)	(9)	(30)	(15)	(388)
Variations de périmètre	(74)	(1 111)	(1 411)	-	(3)	7	4	10	(2 577)
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	5	302	603	140	25	(3)	337	154	1 562
Autres variations	16	2 150	(2 560)	4	(16)	107	80	(12)	(232)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(146)**	**(1 849)**	**(49 426)**	**(219)**	**(3 115)**	**(387)**	**(1 284)**	**(850)**	**(57 277)**
Valeur nette comptable									
Au 31 décembre 2020	**535**	**2 356**	**38 514**	**147**	**619**	**4 308**	**2 895**	**514**	**49 889**
Au 31 décembre 2021	**503**	**1 463**	**41 105**	**85**	**554**	**4 328**	**2 583**	**458**	**51 079**

(1) Dont 342 millions d'euros relatifs aux immobilisations corporelles d'EQUANS, classées comme "Activités non poursuivies" (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

(2) Les dotations aux amortissements d'EQUANS sont comptabilisés au compte de résultat sur la ligne "Résultat net des activités non poursuivies" pour un montant de 203 millions d'euros

En 2021, l'augmentation nette du poste "Immobilisations corporelles" s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 5 337 millions d'euros, notamment des constructions et des développements de champs éoliens et solaires (2 260 millions d'euros) principalement en France, aux États-Unis, en Amérique latine et en Inde ainsi que des extensions de réseaux de transport et de distribution dans les Infrastructures en France (1 747 millions d'euros)
- et des effets de change positifs de 925 millions d'euros provenant de l'appréciation du dollar américain (720 millions d'euros) et de la variation de la livre sterling (118 millions d'euros) ;

compensés par :

- des dotations aux amortissements pour un total de -3 569 millions d'euros ;
- le classement pour -927 millions d'euros en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" principalement lié aux activités d'EQUANS ;
- des pertes de valeurs sur immobilisations corporelles, pour -857 millions d'euros, portant essentiellement sur :
  - des fermes solaires et éoliennes en Amérique latine, en Chine et en France (-267 millions d'euros),
  - des centrales thermiques au Brésil (-235 millions d'euros),
  - des actifs thermiques en Australie, en France, aux États-Unis et à Oman (-234 millions d'euros),
  - les actifs de Cofely Endel, actif dans la maintenance industrielle et les services à l'énergie (-38 millions d'euros) ;
- des variations de périmètre pour -224 millions d'euros résultant principalement des cessions dans le secteur des énergies renouvelables en France, aux États-Unis, en Inde et aux Pays-Bas pour -114 millions d'euros, de la cession d'une centrale thermique au Brésil pour -35 millions d'euros, de la cession partielle de GTT pour -30 millions d'euros et d'une centrale thermique en Turquie pour -12 millions d'euros.

Des reclassements ont eu lieu entre Constructions et Installations techniques afin d'aligner la classification de ces actifs à leur nature sous-jacente.

16.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 1 373 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 1 749 millions d'euros au 31 décembre 2020.

La diminution nette porte principalement sur l'entité britannique First Hydro Ltd pour -593 millions d'euros provenant du remboursement des obligations garanties, à leur date d'échéance, pour lesquelles l'ensemble des actifs de First Hydro avait été mis en gage.

16.3 Engagements contractuels d'acquisition d'immobilisations corporelles

Dans le cadre normal de leurs activités, certaines sociétés du Groupe se sont engagées à acheter, et les tiers concernés à leur livrer, des installations techniques. Ces engagements portent principalement sur des commandes d'équipements et de matériel relatifs à des constructions d'unités de production d'énergie et à des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 2 360 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 2 212 millions d'euros au 31 décembre 2020.

L'augmentation nette porte principalement sur les constructions d'actifs renouvelables au Brésil pour 438 millions d'euros compensée par la diminution des engagements contractuels relatifs aux champs solaires en Inde pour 310 millions d'euros.

16.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de l'exercice incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 70 millions d'euros au titre de 2021 contre 103 millions d'euros au titre de 2020.

NOTE 17 Instruments financiers

17.1 Actifs financiers

Principes comptables

Conformément aux principes de la norme IFRS 9 – *Instruments financiers*, les actifs financiers sont comptabilisés et évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur par capitaux propres, soit à la juste valeur par résultat en fonction des deux critères suivants :

- un premier critère relatif aux caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de chaque instrument. L'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels vise à déterminer si ces flux sont "uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts sur le principal restant dû" (dit test "SPPI" ou *Solely Payments of Principal and Interest*) ;
- un second critère relatif au modèle économique utilisé par l'entreprise pour gérer ses actifs financiers. La norme IFRS 9 définit trois modèles économiques différents. Un premier modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, un deuxième modèle dont l'objectif économique est atteint à la fois par la perception de flux de trésorerie contractuels et par la vente d'actifs financiers et les "autres" modèles économiques.

L'identification du modèle économique et l'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels nécessitent du jugement pour s'assurer que les actifs financiers sont classés dans la catégorie appropriée.

Lorsque l'actif financier est un placement dans un instrument de capitaux propres, et qu'il n'est pas détenu à des fins de transaction, le Groupe peut faire le choix irrévocable de présenter les profits et pertes sur ce placement en autres éléments du résultat global.

À l'exception des créances commerciales, qui sont évaluées conformément à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15, les actifs financiers sont, lors de leur comptabilisation initiale, évalués à leur juste valeur majorée, dans le cas d'un actif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur par résultat, des coûts de transaction directement attribuables à leur acquisition.

Lors de chaque clôture, les actifs financiers évalués selon la méthode du coût amorti ou à la juste valeur par capitaux propres (recyclable) font l'objet d'un test de dépréciation basé sur la méthode d'estimation des pertes de crédit attendues.

Les actifs financiers comprennent également les instruments financiers dérivés qui sont conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 évalués à leur juste valeur.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre la part non courante et courante sont présentées dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2021			31 déc. 2020		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	17.1	10 949	2 495	13 444	9 009	2 583	11 592
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres		*2 344*	*-*	*2 344*	*1 197*	*-*	*1 197*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat		*483*	*-*	*483*	*471*	*-*	*471*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres		*2 157*	*104*	*2 261*	*1 795*	*111*	*1 906*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat		*1 794*	*395*	*2 189*	*1 404*	*432*	*1 836*
Prêts et créances au coût amorti		*4 171*	*1 996*	*6 167*	*4 141*	*2 041*	*6 182*
Créances commerciales et autres débiteurs	8.2	-	32 556	32 556	-	14 295	14 295
Actifs de contrats	8.2	34	8 344	8 377	26	7 738	7 764
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	13 890	13 890	-	12 980	12 980
Instruments financiers dérivés	17.4	25 616	19 373	44 989	2 996	8 069	11 065
TOTAL		**36 599**	**76 657**	**113 256**	**12 031**	**45 665**	**57 696**

17.1.1 Autres actifs financiers

17.1.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres (OCI)

La norme IFRS 9 permet de faire le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations de la juste valeur d'un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction. Ce choix se fait instrument par instrument (c'est-à-dire, titre par titre). Les montants présentés dans les autres éléments du résultat global ne doivent pas être transférés ultérieurement au résultat y compris les résultats de cessions. La norme autorise cependant à transférer le cumul des profits et des pertes à une autre composante des capitaux propres. Les dividendes de tels placements sont comptabilisés en résultat à moins que le dividende ne représente clairement la récupération d'une partie du coût d'investissement.

Les instruments de capitaux propres comptabilisés dans cette rubrique concernent principalement les participations dans des sociétés non contrôlées par le Groupe et pour lesquelles l'option de valorisation par capitaux propres a été retenue compte tenu de leur caractère stratégique et long terme.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition, majorée des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, pour les instruments cotés, la juste valeur est déterminée sur base du cours de bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou de flux de trésorerie et la valeur de l'actif net.

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat

Les instruments de capitaux propres qui sont détenus à des fins de transaction ou pour lesquels le Groupe n'a pas fait le choix d'une valorisation en juste valeur par les autres éléments du résultat global sont évalués à la juste valeur par le compte de résultat.

Cette catégorie inclut essentiellement des participations du Groupe dans des sociétés non contrôlées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition.

Aux dates de clôture, en ce qui concerne les instruments cotés et ceux non cotés, les mêmes règles d'évaluation que celles décrites ci-dessus s'appliquent.

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
Au 31 décembre 2020	**1 197**	**471**	**1 668**
Acquisitions	1 261	88	1 348
Cessions	(264)	(32)	(296)
Variations de juste valeur	140	(19)	121
Variations de périmètre, change et divers	11	(26)	(15)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**2 344**	**483**	**2 827**
Dividendes	34	14	49

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 1 750 millions d'euros d'instruments cotés et 1 077 millions d'euros d'instruments non cotés. Ils comprennent notamment la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG pour un montant de 564 millions d'euros, ainsi que la participation résiduelle du Groupe dans SUEZ pour 227 millions d'euros, apportée à l'OPA en janvier 2022 (voir Note 27 "Évènements postérieurs à la clôture" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

17.1.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers dont la détention s'inscrit dans un modèle économique mixte de collecte et vente et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et aux intérêts (dit "SPPI"), sont évalués à la juste valeur par OCI (recyclable). Ceci implique un modèle d'évaluation mixte par le compte de résultat pour les intérêts (au coût amorti en utilisant la méthode dite du taux d'intérêt effectif), les dépréciations et les gains ou pertes de change et par OCI (recyclable) pour les autres gains ou pertes.

Cette rubrique reprend essentiellement des titres obligataires.

Les gains ou pertes de valeur de ces instruments sont comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI), à l'exception des éléments suivants, qui sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Lorsque l'actif financier est décomptabilisé, le gain ou la perte cumulés qui était précédemment comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est reclassé des capitaux propres en compte de résultat.

Instruments de dette à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels ne sont pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (dit "SPPI") ou dont la détention s'inscrit dans un "autre" modèle économique sont évalués à leur juste valeur par le compte de résultat.

Les placements du Groupe dans des fonds du type OPCVM sont comptabilisés dans cette rubrique. Ils sont considérés comme des instruments de dette, au sens de la norme IAS 32 – *Instruments financiers : Présentation*, compte tenu de l'existence d'une obligation de rachat des parts chez l'émetteur, et ce, sur simple demande du détenteur. Ils sont évalués à la juste valeur par résultat car les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels ne répondent pas au test dit SPPI.

En millions d'euros	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par résultat	Total
Au 31 décembre 2020	**1 895**	**11**	**1 238**	**598**	**3 742**
Acquisitions	1 260	(10)	2 559	55	3 864
Cessions	(909)	6	(2 450)	(60)	(3 413)
Variations de juste valeur	14	-	243	3	260
Variations de périmètre, change et divers	-	(7)	3	-	(4)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**2 260**	**1**	**1 593**	**595**	**4 449**

Les instruments de dette à la juste valeur au 31 décembre 2021 comprennent essentiellement les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 3 806 millions d'euros (voir Note 20.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), et des instruments liquides venant en réduction de l'endettement financier net pour 596 millions d'euros (respectivement 3 086 millions d'euros et 608 millions d'euros au 31 décembre 2020).

17.1.1.3 Prêts et créances au coût amorti

Principes comptables

Les prêts et créances financières détenus par le Groupe dans le cadre d'un modèle économique consistant à détenir l'instrument afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs à son principal et à ses intérêts (dit test "SPPI"), sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les éléments suivants sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Le Groupe a conclu des contrats de services ou des contrats *take-or-pay* qui sont ou contiennent des contrats de location et dans lesquels le Groupe agit comme bailleur et ses clients comme preneurs. Ces contrats font l'objet d'une analyse selon les principes d'IFRS 16 afin de déterminer s'ils qualifient de contrats de location simple ou de contrats de location-financement. Si un contrat transfère au client, le preneur, la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif, ce contrat est considéré comme un contrat de location-financement et une créance financière est constatée pour refléter le financement accordé par le Groupe à son client.

Les dépôts de garantie provenant des contrats de location sont également présentés dans cette rubrique. Ils sont comptabilisés à leur valeur nominale.

Il convient de se reporter à la Note 18 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie.

	31 déc. 2021			31 déc. 2020		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées	2 267	195	2 462	2 527	148	2 675
Autres créances au coût amorti	240	1 537	1 777	205	1 740	1 944
Créances de concessions	1 200	123	1 324	853	51	904
Créances de location financement	463	141	604	557	101	658
TOTAL	**4 171**	**1 996**	**6 167**	**4 141**	**2 041**	**6 182**

Les prêts et créances au coût amorti comprennent notamment le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 pour un montant total de 987 millions d'euros (y compris intérêts capitalisés).

Les créances de concession s'élèvent à 1 324 millions d'euros au 31 décembre 2021. Elles concernent les concessions de transport d'électricité Novo Estado et Gralha Azul au Brésil, réseaux en cours de construction.

Les dépréciations et pertes de valeur attendues sur prêts et créances au coût amorti s'élèvent à 228 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 204 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti sont les suivants :

		Évaluation ultérieure à l'acquisition	
En millions d'euros	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur attendue
Au 31 décembre 2021	223	(15)	(7)
Au 31 décembre 2020 [(1)]	283	(48)	1

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

Au 31 décembre 2021, comme au 31 décembre 2020, le Groupe n'a pas enregistré de variation significative des pertes de valeur attendues sur les prêts et créances au coût amorti.

Créances de location financement

Ces contrats relèvent de la norme IFRS 16. Il s'agit de contrats d'achat/vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement notamment au titre des centrales de cogénération destinées à Wapda et NTDC (Uch – Pakistan).

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Paiements minimaux non actualisés	713	760
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	11	11
Total investissement brut	**724**	**771**
Produits financiers non acquis	**56**	**62**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**668**	**709**
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	*660*	*700*
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*9*	*9*

Les paiements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Au cours de la 1re année	122	130
De la 2e à la 5e année comprise	351	379
Au-delà de la 5e année	240	251
TOTAL	**713**	**760**

17.1.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrat

Les créances commerciales et autres débiteurs ainsi que les actifs de contrat sont présentés dans la Note 8.2 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats".

17.1.3 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes comptables

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme facilement convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7.

Les découverts bancaires sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

Les différents éléments de trésorerie et d'équivalents de trésorerie font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" s'élève à 13 890 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 12 980 millions d'euros au 31 décembre 2020. Il est composé d'OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour (45%), de dépôts à terme à moins d'un mois (37%) et de dépôts à moins de trois mois et autres produits (18%).

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des "obligations vertes" (voir Section 5.3 "Obligations vertes") et non encore alloués à des projets éligibles.

Il comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 172 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 68 millions d'euros au 31 décembre 2020. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 62 millions d'euros de disponibilités réservées à la couverture du paiement d'engagements financiers dans le cadre de financements de projets de certaines filiales.

Le résultat enregistré sur le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" au 31 décembre 2021 s'établit à 54 millions d'euros contre 44 millions d'euros en 2020.

17.1.4 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2021, les encours d'actifs financiers transférés (ainsi que les risques auxquels le Groupe reste exposé post transfert de ces actifs) dans le cadre d'opérations conduisant, (i) soit à un maintien de tout ou partie de ces actifs dans l'état de la situation financière, (ii) soit à leur décomptabilisation totale tout en conservant une implication continue dans ces actifs financiers, sont non matériels au regard des agrégats du Groupe.

Le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé à des ventes réelles et sans recours d'actifs financiers dont l'encours au 31 décembre 2021 s'élève à 2 204 millions d'euros.

17.1.5 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 915	3 716

Ce poste est principalement constitué de la valeur comptable des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

17.2 Passifs financiers

Principes comptables

Les emprunts et autres passifs financiers sont évalués selon la méthode du coût amorti en utilisant le taux d'intérêt effectif de l'emprunt.

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont comptabilisés en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces éléments sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc comptabilisés en résultat sur la durée de vie de l'emprunt sur la base du coût amorti.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit "incorporé". En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante "dérivé incorporé", à hauteur de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé et une composante "passif financier" déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

Ultérieurement, la dette est comptabilisée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif tandis que le dérivé est évalué à la juste valeur et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en "Passifs au coût amorti" pour les dettes financières, les dettes fournisseurs et autres créanciers, et les autres passifs financiers ;
- en "Passifs évalués à la juste valeur par résultat" pour les instruments financiers dérivés et pour les passifs financiers désignés comme tels.

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2021 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2021			31 déc. 2020		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	17.3	30 458	10 590	41 048	30 092	7 846	37 939
Fournisseurs et autres créanciers	17.2	-	32 822	32 822	-	17 307	17 307
Passifs de contrats	8.2	68	2 671	2 739	39	4 315	4 354
Instruments financiers dérivés	17.4	24 228	22 702	46 931	3 789	9 336	13 125
Autres passifs financiers		108	-	108	77	-	77
TOTAL		**54 863**	**68 785**	**123 648**	**33 997**	**38 805**	**72 802**

17.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Fournisseurs	32 197	16 890
Dettes sur immobilisations	625	417
TOTAL	**32 822**	**17 307**

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

L'augmentation du solde des fournisseurs provient essentiellement de la hausse du prix des matières premières.

17.2.2 Passifs de contrat

Les passifs de contrat sont présentés dans la Note 8.2 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats".

17.3 Endettement financier net

17.3.1 Endettement financier net par nature

		31 déc. 2021			31 déc. 2020		
En millions d'euros		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	Emprunts obligataires	24 035	2 205	26 240	24 724	1 446	26 170
	Emprunts bancaires	3 829	1 977	5 806	3 136	986	4 123
	Titres négociables à court terme		4 962	4 962		4 024	4 024
	Dettes de location	1 709	334	2 043	1 892	494	2 386
	Autres emprunts [1]	885	613	1 498	340	594	935
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		499	499		301	301
	Total emprunts	**30 458**	**10 590**	**41 048**	**30 092**	**7 846**	**37 939**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net [2]	(251)	(1 369)	(1 621)	(210)	(1 878)	(2 088)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie		(13 890)	(13 890)		(12 980)	(12 980)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette [3]	(147)	(41)	(187)	(306)	(107)	(413)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**30 060**	**(4 710)**	**25 350**	**29 577**	**(7 119)**	**22 458**

(1) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur pour 227 millions d'euros, les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés au passif pour 269 millions d'euros et l'impact du coût amorti pour 99 millions d'euros (contre respectivement 396, 262 et 117 millions d'euros au 31 décembre 2020)

(2) Ce montant inclut notamment les actifs liés au financement pour 47 millions d'euros, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie pour 596 millions d'euros et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif pour 977 millions d'euros (contre respectivement 55, 609 et 1 424 millions d'euros au 31 décembre 2020)

(3) Il s'agit de la composante taux de la juste valeur des instruments dérivés rentrant dans une relation de couverture de juste valeur de la dette ; ainsi que des composantes change et intérêts courus non échus de la juste valeur de l'ensemble des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture

La juste valeur des emprunts (hors dettes de location) s'élève au 31 décembre 2021 à 41 131 millions d'euros pour une valeur comptable de 39 000 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 11 "Résultat financier".

17.3.2 Réconciliation entre l'endettement financier net et les flux issus des activités de financement

En millions d'euros		31 déc. 2020	Flux issus des activités de finan-cement	Flux issus des activités opérationnelles et d'investis-sement et variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	Variation de juste valeur	Écarts de conversion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2021
Emprunts	Emprunts obligataires	26 170	(679)	-	-	284	465	26 240
	Emprunts bancaires	4 123	1 558	-	-	128	(3)	5 806
	Titres négociables à court terme	4 024	852	-	-	87	-	4 962
	Dettes de location [1]	2 386	(560)	-	-	25	191	2 043
	Autres emprunts	935	834	-	8	(2)	(277)	1 498
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	301	289	-	-	(3)	(88)	499
	Total emprunts	**37 939**	**2 293**	**-**	**8**	**520**	**288**	**41 048**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net	(2 088)	464	-	3	-	-	(1 621)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	(12 980)	-	(1 304)	-	(217)	610	(13 890)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	(413)	(75)	-	279	21	1	(187)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**22 458**	**2 683**	**(1 304)**	**289**	**324**	**899**	**25 350**

(1) Dettes de location : le montant de -560 millions d'euros dans la colonne "Flux issus des activités de financement" correspond aux paiements de la dette de location hors intérêts (le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location s'élève à 594 millions d'euros dont 34 millions d'euros d'intérêts)

17.3.3 Description des principaux événements de la période

17.3.3.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement financier net

Au cours de l'année 2021, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de 324 millions d'euros, dont 292 millions d'euros sur le dollar américain.

Les variations de périmètre et autres (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une diminution nette de 1 320 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période, qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 1 845 millions d'euros, incluant notamment la cession de 10% de GTT, la cession d'une partie de la participation dans la société Georgetown Energy Partners Holding, LLC aux États-Unis, la cession d'une partie de la participation dans la société GRTgaz, ainsi que la cession de la participation du Groupe dans la société ENGIE EPS SA (voir Note 5.1 "Cessions réalisées au cours de l'exercice 2021" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- du classement en "Activités destinées à être cédées" des entités du secteur reportable EQUANS et de la société Endel et ses principales filiales, se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 475 millions d'euros (voir Note 5.2 "Actifs destinés à être cédés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- des acquisitions réalisées sur l'exercice, qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de près de 1 milliard d'euros (voir Note 5.3 "Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2021" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

17.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2021 :

ENGIE SA

- le 18 janvier 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 900 millions d'euros, portant un coupon de 6,38% ;
- le 11 février 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 226 millions de livres sterling (252 millions d'euros), portant un coupon de 6,13% ;
- le 2 juin 2021, ENGIE SA a procédé à l'émission d'une obligation remboursable en actions GTT de 290 millions d'euros, à échéance au 2 juin 2024, portant un coupon de 0% ;
- le 10 juin 2021, ENGIE SA a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement et reconnu en dette financière la tranche de 363 millions d'euros de titres super-subordonnés (soit un montant total de 379 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres, portant un coupon de 4,75%. La dette a été remboursée le 10 juillet 2021 (voir Note 19.2.1 "Émission de titres super-subordonnées" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;

- le 1er septembre 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt bancaire de 400 millions d'euros, portant un coupon EURIBOR 12 mois plus une marge de 0,47% ;
- le 26 octobre 2021, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire verte d'un montant total de 1,5 milliard d'euros :
  - une tranche de 750 millions d'euros, portant un coupon de 0,375% et arrivant à échéance en octobre 2029 ;
  - une tranche de 750 millions d'euros, portant un coupon de 1% et arrivant à échéance en octobre 2036 ;
- le 23 novembre 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt bancaire de 100 millions d'euros, portant un coupon EURIBOR 6 mois plus une marge de 0,61% ;
- le 13 décembre 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement anticipé d'un emprunt obligataire de 750 millions d'euros, portant un coupon de 0,5% ;
- le 23 décembre 2021, ENGIE SA a procédé au tirage d'un emprunt de 253 millions d'euros, à échéance décembre 2031, portant un coupon de 0,42%.

Autres entités du Groupe

- au cours de l'année 2021, ENGIE Brasil Energia a procédé au tirage de plusieurs emprunts bancaires pour un montant total de 1 007 millions de real brésiliens (153 millions d'euros) et arrivant à échéance en mars 2044 ;
- au cours de l'année 2021, ENGIE Brasil Energia a procédé au tirage de plusieurs emprunts bancaires pour un montant total de 1 770 millions de real brésiliens (293 millions d'euros) et arrivant à échéance en mai 2044 ;
- le 1er juin 2021, ENGIE Energia Perù SA a souscrit à trois emprunts bancaires d'un montant total de 150 millions de dollars américains (127 millions d'euros) et arrivant à échéance en juin 2022 ;
- le 5 octobre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a souscrit à un emprunt bancaire de 50 millions d'euros, arrivant à échéance en avril 2024 ;
- le 5 octobre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a souscrit à un emprunt bancaire de 300 millions d'euros, arrivant à échéance en octobre 2022 ;
- le 22 décembre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a souscrit à un emprunt bancaire de 300 millions d'euros, arrivant à échéance en juin 2022 ;
- les 6, 10, 15 et 17 décembre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a procédé au tirage de quatre emprunts bancaires pour un montant total de 625 millions d'euros, et arrivant à échéance en janvier 2022.

17.4 Instruments financiers dérivés

Principes comptables

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de référence externe, une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré sera utilisée.

La variation de juste valeur des instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières (voir Note 18 "Risques liés aux instruments financiers" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

Les instruments financiers dérivés couvrent les contrats de type *swaps, options, futures, swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites "normales" et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IFRS 9. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est conclu et maintenu en vue de la réception ou la livraison physique des matières premières, selon les besoins prévus par le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

En complément, il convient de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats similaires et que ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité et de gaz offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IFRS 9. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

Dérivés incorporés

Au niveau du Groupe, les principaux contrats susceptibles de contenir des dérivés dits "incorporés" sont les contrats contenant des clauses ou options pouvant affecter le prix, le volume ou la maturité du contrat. Il s'agit en particulier des contrats d'achat ou de vente d'actifs non financiers dont le prix est susceptible d'être révisé en fonction d'un index, du cours d'une monnaie étrangère ou du prix d'un autre actif que celui sous-jacent au contrat.

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat hybride comprenant également un contrat hôte non dérivé, qui a pour effet de faire varier certains des flux de trésorerie de l'instrument composé d'une manière similaire à un dérivé autonome.

Lorsqu'un contrat hybride comporte un contrat hôte qui est un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le Groupe applique les principes de présentation et d'évaluation décrit au paragraphe 18.1. à l'intégralité du contrat hybride.

À l'inverse, lorsque le contrat hybride comporte un contrat hôte qui n'est pas un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le dérivé incorporé doit être séparé du contrat hôte et être comptabilisé en tant que dérivé si et seulement si :

- les caractéristiques économiques et les risques que présente le dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques que présente le contrat hôte ;
- un instrument autonome qui comporterait les mêmes conditions que le dérivé incorporé entrerait dans la définition d'un dérivé ; et
- le contrat hybride n'est pas évalué à la juste valeur avec comptabilisation des variations de la juste valeur en résultat net (c'est-à-dire qu'un dérivé qui est incorporé dans un passif financier à la juste valeur par le biais du résultat net n'est pas séparé).

Lorsqu'un dérivé incorporé à un contrat hôte est séparé, il est évalué dans l'état de la situation financière à la juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat (lorsque le dérivé incorporé n'est pas documenté dans une relation de couverture).

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés dans l'état de la situation financière à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de (i) couverture de juste valeur d'un actif ou passif, (ii) couverture de flux de trésorerie ou (iii) couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

Couverture de juste valeur

Une couverture de juste valeur permet de se prémunir contre le risque provenant des variations de juste valeur d'actifs, de passifs, tels que prêts et emprunts à taux fixe ou d'actifs, de passifs ou d'engagements fermes en devises étrangères.

Les variations de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées en résultat de la période. De manière symétrique, l'élément couvert est réévalué au titre du risque couvert par le résultat de la période même si l'élément couvert est normalement dans une catégorie dans laquelle les variations de juste valeur sont comptabilisées en autres éléments du résultat global. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits dans l'état de la situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de la situation financière, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf si l'entité s'attend à ce que la transaction prévue ne se réalise pas : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

De façon similaire à la couverture de flux de trésorerie, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace attribuable au risque de change couvert et en résultat pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont repris en résultat à la date de liquidation ou de cession de l'investissement net.

Instruments dérivés de couverture : identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture.

La démonstration de l'efficacité des couvertures est conduite de façon prospective et rétrospective. Elle est établie par recours à différentes méthodologies, principalement fondées sur la comparaison entre variations de juste valeur ou de flux de trésorerie sur l'élément couvert et sur l'instrument de couverture. Le Groupe retient également les méthodes fondées sur les analyses de corrélation statistique entre historiques de prix.

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

Il s'agit notamment des instruments financiers dérivés correspondant à des couvertures économiques mais qui n'ont pas été ou ne sont plus documentés dans des relations de couverture comptable.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'a pas été (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur successives sont comptabilisées directement en résultat de la période, au sein (i) du résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers et (ii) du résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés dans l'état de la situation financière en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois et en non courant pour les autres.

Évaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Les modèles utilisés pour évaluer ces instruments intègrent des hypothèses basées sur des données de marché :

- la juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- la juste valeur des contrats de change à terme et des *swaps* de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;
- la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*) et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;
- dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

Ces instruments sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur, sauf dans le cas où leur évaluation dépend significativement de paramètres non observables. Dans ce dernier cas, ils sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur. Il s'agit le plus souvent d'instruments financiers dérivés dont la maturité excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou dont certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

Sauf cas d'accord de collatéralisation ou autres accords de compensation, le risque de contrepartie est incorporé dans la juste valeur des instruments dérivés actifs et passifs. Il est calculé selon la méthode dite des "pertes attendues" ("*Expected loss*") et tient compte de l'exposition au risque de défaut, de la probabilité de défaut ainsi que du taux de perte en cas de défaut. La probabilité de défaut est déterminée sur la base des notations de crédit ("*credit rating*") attribuées à chaque contrepartie (approche dite "des probabilités historiques").

Compensation des actifs et passifs financiers dans l'état de la situation financière

Les actifs et passifs financiers font l'objet d'une présentation nette dans l'état de la situation financière lorsque les critères de compensation de la norme IAS 32 sont remplis. La compensation porte sur des instruments conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge). En particulier, la compensation des actifs et passifs dérivés relatifs à des matières premières est réalisée pour des transactions conclues avec une même contrepartie, dans la même devise, par type de matière première et point de livraison et ayant des maturités identiques.

Les instruments financiers dérivés à l'actif et au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

	31 déc. 2021						31 déc. 2020					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	370	130	501	224	89	313	619	147	766	313	39	353
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	24 474	19 190	43 664	22 335	22 507	44 842	1 163	7 879	9 042	945	9 252	10 197
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [1]	772	52	824	1 670	106	1 775	1 214	43	1 257	2 530	45	2 575
TOTAL	**25 616**	**19 373**	**44 989**	**24 228**	**22 702**	**46 931**	**2 996**	**8 069**	**11 065**	**3 789**	**9 336**	**13 125**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net

Au 31 décembre 2021, les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments, au passif, comprennent notamment la juste valeur de l'option incorporée à l'obligation échangeable en actions GTT pour un montant de 55 millions d'euros.

La hausse du solde des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières est liée à la volatilité extrême des prix des matières premières intervenue en 2021, ces dérivés ont pour échéance principalement 2022 et 2023.

17.4.1 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale exécutoires ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière [1]	Autres accords de compen-sation [2]	Montant net Total	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière [1]	Autres accords de compen-sation [2]	Montant net Total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	75 043	43 664	(9 282)	34 383	9 466	9 042	(5 198)	3 844
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 325	1 325	(269)	1 056	2 023	2 023	(200)	1 822
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(76 220)	(44 842)	4 987	(39 855)	(10 621)	(10 197)	6 307	(3 890)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 089)	(2 089)	977	(1 111)	(2 928)	(2 928)	1 362	(1 566)

(1) Montant net présenté dans l'état de la situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32. Compte tenu de la volatilité extrême des prix des matières premières, cette compensation génère des effets importants au bilan en 2021 et porte principalement sur des dérivés OTC conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge)

(2) Les autres accords de compensation comprennent les collatérals et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

17.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

17.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)	7 276	5 556	-	1 720	5 410	3 693	-	1 718
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	*2 344*	*1 524*	-	*820*	*1 197*	*421*	-	*775*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	*483*	*227*	-	*256*	*471*	*185*	-	*286*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	*2 261*	*2 254*	-	*7*	*1 906*	*1 895*	-	*11*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	*2 189*	*1 552*	-	*637*	*1 836*	*1 191*	-	*645*
Instruments financiers dérivés	44 989	177	41 606	3 206	11 065	4	10 216	844
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*501*	-	*501*	-	*766*	-	*766*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management [1]	*35 381*	-	*35 306*	*75*	*1 967*	-	*1 717*	*250*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading [1]	*8 284*	*177*	*4 975*	*3 131*	*7 075*	*4*	*6 477*	*594*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*824*	-	*824*	-	*1 257*	-	*1 257*	-
TOTAL	**52 266**	**5 734**	**41 606**	**4 926**	**16 475**	**3 697**	**10 216**	**2 562**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 17.4 "Instruments financiers dérivés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)

La variation des instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)
Au 31 décembre 2020	**775**	**11**	**286**	**645**	**1 718**
Acquisitions	44	(4)	88	60	189
Cessions	(26)	6	(32)	(76)	(127)
Variations de juste valeur	15	-	(60)	5	(40)
Variations de périmètre, change et divers	12	(7)	(26)	3	(18)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**821**	**7**	**256**	**637**	**1 721**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					17

Instruments financiers dérivés

La variation des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières afférents aux activités de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Net Actif/(Passif)
Au 31 décembre 2020	**(836)**
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	534
Dénouements	(85)
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	141
Juste valeur nette enregistrée en résultat	**(247)**
Gains/(pertes) Day-One différés	37
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(210)**

17.5.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	4 255	-	4 255	-	4 812	-	4 812	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	36 875	24 262	12 613	-	34 223	25 039	9 184	-
Instruments financiers dérivés	46 931	-	43 515	3 415	13 125	89	11 355	1 681
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*313*	-	*313*	-	*353*	-	*353*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management (1)	*35 458*	-	*34 374*	*1 084*	*1 694*	*4*	*1 428*	*261*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading (1)	*9 384*	-	*7 053*	*2 331*	*8 503*	*85*	*6 999*	*1 419*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 775*	-	*1 775*	-	*2 575*	-	*2 575*	-
TOTAL	**88 061**	**24 262**	**60 383**	**3 415**	**52 160**	**25 128**	**25 352**	**1 681**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 17.4 "Instruments financiers dérivés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

Les autres dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. La juste valeur de ces emprunts est déterminée à partir des flux futurs actualisés et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement.

NOTE 18 Risques liés aux instruments financiers

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle".

18.1 Risques de marché

18.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) ; et
- les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz naturel, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO_2 et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

18.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergies, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2021 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

Analyse de sensibilité (1)

		31 déc. 2021		31 déc. 2020	
En millions d'euros	**Variations de prix**	**Impact sur le résultat avant impôts**	**Impact sur les capitaux propres avant impôts**	**Impact sur le résultat avant impôts**	**Impact sur les capitaux propres avant impôts**
Produits pétroliers	+10 $US/bbl	19	159	119	266
Gaz naturel	+3 €/MWh	298	624	379	537
Électricité	+5 €/MWh	(110)	(49)	(90)	(39)
Charbon	+10 $US/ton	-	-	-	1
Droits d'émission de gaz effet de serre	+2 €/ton	(134)	-	(116)	1
EUR/USD	+10%	16	83	37	-
EUR/GBP	+10%	(49)	(6)	(6)	7

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de portfolio management

18.1.1.2 Activités de *trading*

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement :

- au sein d'ENGIE Global Markets et d'ENGIE Energy Management. Les missions de ces sociétés contrôlées à 100% par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs, (ii) concevoir et mettre en œuvre des solutions de gestion des risques d'évolution des prix des énergies pour des clients internes et externes ;
- au sein d'ENGIE SA au titre de l'optimisation d'une partie de son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité et d'une partie

de son portefeuille de contrats de ventes de gaz auprès des entités commercialisatrices en France et au Benelux et des centrales électriques en France et en Belgique.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 1 011 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 629 millions d'euros en 2020).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *Value at Risk* (*VaR*) fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La *VaR* représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La *VaR* ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la *VaR*. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La *VaR* présentée ci-après correspond aux *VaR* globales des entités de *trading* du Groupe.

Value at Risk

En millions d'euros	31 déc. 2021	2021 moyenne (1)	Maximum 2021 (2)	Minimum 2021 (2)	2020 moyenne (1)
Activités de trading	22	10	46	4	10

(1) Moyenne des VaR quotidiennes
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2021

18.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges*), en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, pour réduire les risques sur matières premières liés principalement aux flux de trésorerie futurs de ventes et d'achats fermes ou anticipés de matières premières. Ces instruments peuvent être réglés en net ou par livraison physique.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	24 474	10 906	(22 335)	(13 123)	1 163	804	(945)	(749)
Couverture de flux de trésorerie	*2 643*	*5 141*	*(1 533)*	*(3 796)*	*225*	*291*	*(250)*	*(205)*
Autres instruments financiers dérivés	*21 831*	*5 765*	*(20 802)*	*(9 327)*	*938*	*514*	*(695)*	*(544)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	8 284	-	(9 384)	-	7 075	-	(8 503)
TOTAL	**24 474**	**19 190**	**(22 335)**	**(22 507)**	**1 163**	**7 879**	**(945)**	**(9 252)**

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

18.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	2 194	4 792	(1 044)	(2 971)	168	236	(178)	(159)
Électricité	195	171	(215)	(439)	1	3	(3)	(5)
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-
Pétrole	246	176	(274)	(386)	54	50	(68)	(41)
Autres (1)	9	2	-	-	2	2	(1)	-
TOTAL	**2 643**	**5 141**	**(1 533)**	**(3 796)**	**225**	**291**	**(250)**	**(205)**

(1) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières

Montants notionnels (nets) (1)

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

	Unité	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021
Gaz naturel	*GWh*	166 636	65 864	10 944	(9 930)	(10 369)	-	223 145
Électricité	*GWh*	(3 986)	(4 501)	(1 230)	(35)	(15)	(62)	(9 829)
Charbon	*Milliers de tonnes*	23	-	-	-	-	-	23
Produits pétroliers	*Milliers de barils*	(11 767)	(11 548)	(11 511)	-	-	-	(34 826)
Change	*Millions d'euros*	14	-	-	-	-	-	15
Droits d'émission de gaz à effet de serre	*Milliers de tonnes*	117	83	28	31	-	-	259

(1) Position acheteuse/(vendeuse)

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

	31 déc. 2021				31 déc. 2020	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	7 784	(5 329)	2 455	15 590	61	126 189
TOTAL	**7 784**	**(5 329)**	**2 455**	**15 590**	**61**	**126 189**

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres (1)	Part inefficace comptabilisée en résultat (1)	Montant reclassé des capitaux propres en résultat (1)	Ligne du compte de résultat
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	15 590	2 455		4 049	26	(42)	Résultat opérationnel courant
	Éléments couverts			4 070				

(1) Gains/(pertes)

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2021 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures.

Maturité des instruments financiers dérivés de matières premières désignés comme couverture de flux de trésorerie

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Juste valeur des dérivés par date de maturité	1 355	858	179	54	10	-	2 455	154

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

	Couverture de flux de trésorerie
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières
Au 31 décembre 2020	**54**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	4 133
Montant recyclé des capitaux propres en résultat	(93)
Écarts de conversion	-
Variations de périmètre et autres	-
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**4 094**

18.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent :

- les contrats de vente et d'achat de matières premières qui n'ont pas été mis en place ou ne continuent pas d'être détenus afin de donner lieu à un achat ou à une vente avec livraison de volumes auxquels s'attend le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation dans le cadre de son exploitation ;
- les dérivés incorporés ; et
- les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IFRS 9 ou que le Groupe a décidé de ne pas qualifier de couverture.

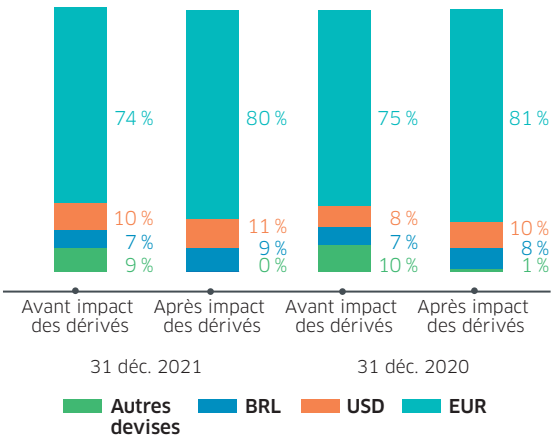
18.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession, et (iii) un risque translationnel qui provient de la conversion lors de la consolidation des éléments du bilan et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

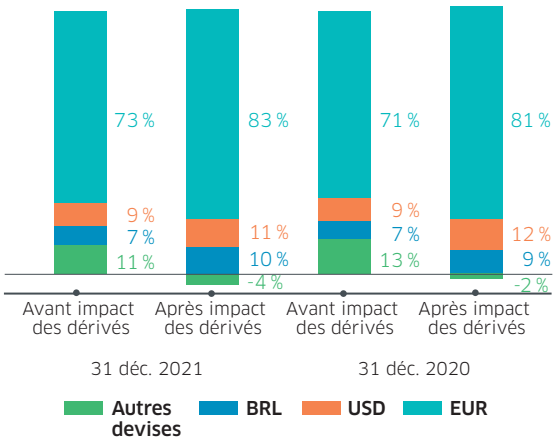
18.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

Encours des emprunts



Endettement financier net



18.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

L'analyse de sensibilité du compte de résultat financier au risque de change (hors impact de conversion du résultat des entités étrangères) a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers gérés par la trésorerie et présentant un risque de change (y compris les instruments financiers dérivés).

L'analyse de sensibilité des capitaux propres au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

	31 déc. 2021			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+10% [1]	-10% [1]	+10% [1]	-10% [1]
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière [2]	38	(38)	NA	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net [3]	NA	NA	254	(254)

(1) +(-) 10% : dépréciation (appréciation) de 10% de l'ensemble des devises face à l'euro
(2) Hors dérivés qualifiés de couvertures d'investissement net
(3) Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert

18.1.4 Risque de taux d'intérêt

L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et pour ce faire, la politique du Groupe est donc d'opérer un arbitrage entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé ("taux variable cappé") au niveau de la dette nette du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

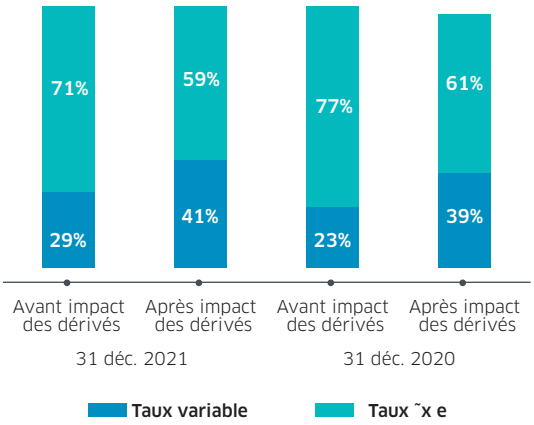
Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des swaps et des options de taux.

Afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a un portefeuille de pré-couvertures de taux d'intérêt à terme 2023, 2024, 2025, 2027 et 2028, sur des maturités de 10 ans à 20 ans sur chacun des volumes initiés.

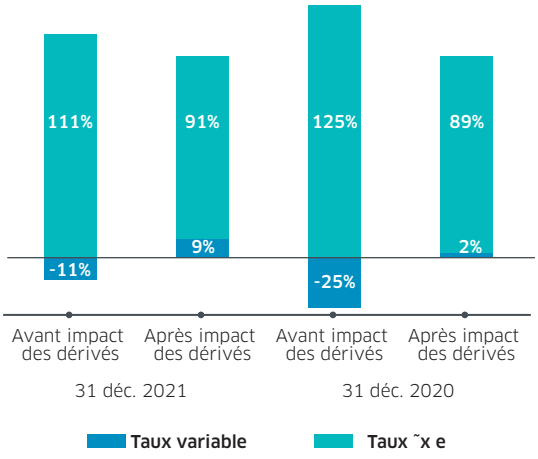
18.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

Encours des emprunts



Endettement financier net



18.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette nette) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

	31 déc. 2021			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Charge nette d'intérêts sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(19)	19	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	60	(95)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	503	(649)

18.1.5 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

18.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue trois sources de risque de change principales :

- **risque transactionnel lié aux opérations courantes**

  Le risque transactionnel lié aux opérations courantes désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations de change sur l'activité et les opérations financières libellées dans une devise autre que la monnaie fonctionnelle.

  La gestion du risque transactionnel lié aux opérations courantes est intégralement déléguée à toutes les filiales pour leurs activités, tandis que les risques liés aux activités centrales sont gérés au niveau du siège.

Les risques FX liés aux activités opérationnelles sont systématiquement couverts lorsque les flux financiers associés sont certains, avec un horizon de couverture correspondant au minimum à l'horizon du plan à moyen terme. Pour les flux de trésorerie qui ne sont pas certains, dans leur intégralité, la couverture est initialement basée sur un volume "sans regrets". Les expositions sont suivies et gérées sur la base de la somme des flux de trésorerie nominaux en devises, y compris les montants hautement probables et les couvertures associées.

Pour les risques FX associés aux activités financières, toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes. Les expositions sont suivies sur la base de la somme nette des éléments FX inscrits au bilan ;

- **risque transactionnel lié aux projets**

  Le risque transactionnel lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX sur des opérations majeures particulières, telles que des projets d'investissements, des acquisitions, des cessions et des projets de restructurations, mettant en jeu plusieurs devises.

  La gestion de ces risques FX comprend la définition et la mise en place de couvertures tenant compte de la probabilité de risque (y compris la probabilité de réalisation du projet) et de son évolution, ainsi que la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé. Le management a pour objectif de s'assurer de la viabilité et de la rentabilité des transactions ;

- **risque translationnel**

  Le risque translationnel désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX pour les entités consolidées dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro, et concerne la conversion de leurs résultats et de leurs actifs nets.

  Le risque translationnel est géré de façon centralisée avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

  La pertinence de la couverture de ce risque translationnel est évaluée régulièrement pour chaque devise (au minimum) ou ensemble d'actifs libellés dans la même devise, compte tenu notamment de la valeur des actifs et des coûts de couverture.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a recours essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de change :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré comprenant des opérations de change à terme, des *swaps* FX, des *swaps* de devises et opérations croisées de devises, des options FX classiques ou des combinaisons de ces instruments (*calls, puts* ou *collars*) ;
- des éléments monétaires : dette, trésorerie et emprunts.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, dans certains cas, le montant, des flux de trésorerie futurs en devises couverts

18.1.5.2 Gestion du risque de taux

Le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt par ses activités de financement et d'investissement. Le risque de taux d'intérêt désigne un risque financier découlant des fluctuations des taux d'intérêt de référence, qui peuvent augmenter le coût de la dette et affecter la viabilité des investissements. Les taux d'intérêt de référence sont les taux d'intérêt du marché, tels que l'EURIBOR et le LIBOR, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

Réforme des taux interbancaires de référence

Depuis 2020, le Groupe a défini une organisation dédiée à la gestion de la transition en mettant en place un groupe de travail *ad hoc* réunissant la direction financière, la direction juridique et l'administration des systèmes d'information. Ce groupe de travail a cartographié et priorisé les impacts de la réforme sur le plan de la documentation financière, la gestion opérationnelle et les systèmes de gestion. Il s'est fixé notamment un calendrier d'avancement pour répondre aux évolutions nécessaires.

Les principaux taux utilisés par le Groupe concernés par la réforme sont l'Eonia, le Libor USD, le Libor GBP et l'Euribor.

Au cours de l'exercice 2021, le Groupe a modifié les conditions de rémunération des CSA (*Credit Support Annex*) sur les instruments dérivés collatéralisés portés par les véhicules centraux. Ainsi le taux de référence Eonia a été remplacé par l'Ester et de ce fait a modifié les courbes de référence utilisées pour la valorisation des instruments dérivés concernés. Ces évolutions ont donné lieu à un versement d'une compensation financière au second semestre 2021 de 8,5 millions d'euros, comptabilisée en contrepartie d'un ajustement de valeur des instruments financiers dérivés.

Dans le cadre de la transition IBOR, le Groupe a choisi de remplacer les taux de référence IBOR par un taux sans risque *overnight* capitalisé. Le Groupe a ainsi remplacé le Libor GBP par le Sonia sur l'ensemble des instruments financiers concernés nécessitant la renégociation des contrats de financements et des clauses de *fallback* ainsi qu'une adaptation des systèmes d'information. Aucun impact n'est à constater sur la modification du taux de référence en date de transition. Le Groupe prévoit également le remplacer le Libor USD par le SOFR d'ici la date de cessation de publication, le 30 juin 2023.

Les deux principales sources de risque de taux d'intérêt sont les suivantes :

- **risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe**

  Le risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe désigne l'impact financier des fluctuations des taux de référence sur la dette et le portefeuille de trésorerie découlant des activités de financement récurrentes. Ce risque est principalement géré de manière centralisée.

  Les objectifs de la gestion des risques sont, par ordre d'importance :

  – de protéger la viabilité à long terme des actifs ;
  – d'optimiser les coûts de financement et d'assurer la compétitivité, et
  – de minimiser les incertitudes entourant le coût de la dette.

  Le risque de taux d'intérêt est géré activement en suivant l'évolution des taux d'intérêt du marché et leur impact sur la dette brute et nette du Groupe ;

- **risque de taux d'intérêt lié aux projets**

  Le risque de taux d'intérêt lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations des taux de référence sur des opérations majeures particulières telles que des projets d'investissement, d'acquisition, de cession et de restructuration. Le risque de taux d'intérêt après la réalisation d'une opération est considéré comme lié aux opérations courantes (voir le paragraphe "Risque de taux d'intérêt" plus haut).

  La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques a pour objectif de protéger la viabilité économique des projets, des acquisitions, des cessions et des restructurations contre les évolutions défavorables des taux d'intérêt. Pour ce faire, des couvertures peuvent être mises en place en fonction d'un certain nombre de facteurs, dont la probabilité de réalisation, la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a recours essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré permettant de gérer les taux d'intérêt de référence. Ces instruments comprennent :
  - des *swaps*, pour transformer la nature du paiement d'intérêts sur les dettes, généralement en les passant d'un taux fixe à un taux variable ou l'inverse, et
  - des options classiques de taux d'intérêt ;
- des *caps*, des *floors* et des *collars* permettant de limiter l'impact des fluctuations des taux d'intérêt en fixant des planchers et plafonds pour les taux d'intérêt variables.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement de l'évolution de la qualité de crédit des contreparties et des charges liées, ainsi que des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

18.1.5.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture lorsque cela est possible et pertinent pour gérer le risque de change et le risque de taux d'intérêt, et gère également un portefeuille d'instruments dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette nette et de change.

Le Groupe a recours aux trois méthodes pour la comptabilité de couverture : couverture de flux de trésorerie, couverture de juste valeur et couverture d'investissement net.

En règle générale, le Groupe redéfinit rarement les relations de couverture, ne désigne pas de composantes de risques spécifiques comme un élément couvert et ne désigne pas les expositions de crédit comme évaluées à la juste valeur par résultat.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les *swaps* de taux d'intérêt ou les opérations croisées de devises qui transforment la dette à taux fixe en dette à taux variable.

Les couvertures de flux de trésorerie sont principalement utilisées pour couvrir les flux de trésorerie futurs en devises, les dettes à taux variable et les besoins de refinancement futurs.

Les instruments de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* FX et des contrats à terme.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	370	130	(224)	(89)	619	147	(313)	(39)
Couverture de juste valeur	261	97	(24)	(35)	526	14	(48)	(3)
Couverture de flux de trésorerie	36	1	(121)	(4)	8	7	(220)	(8)
Dérivés non qualifiés de couverture	73	33	(79)	(51)	85	126	(46)	(28)
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	772	52	(1 670)	(50)	1 214	43	(2 530)	(45)
Couverture de flux de trésorerie	110	9	(264)	-	30	3	(768)	(11)
Couverture d'investissement net	6	-	(20)	-	55	-	(4)	-
Dérivés non qualifiés de couverture	656	44	(1 385)	(51)	1 130	40	(1 758)	(33)
TOTAL	**1 142**	**183**	**(1 894)**	**(140)**	**1 833**	**189**	**(2 844)**	**(84)**

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants relatifs au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants de marché. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix ou à l'évolution des notations de crédit, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

Montant, échéances et incertitudes des flux de trésorerie futurs

Le tableau ci-après présente, au 31 décembre 2021, un profil des échéances des valeurs nominales des instruments de couverture.

En millions d'euros

Payeur/ Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	CCS	EUR	(32)	(1)	(2)	(2)	(3)	(4)	(19)
			USD	(1 079)	(662)	(88)	(110)	(83)	(90)	(44)
			GBP	(1 904)	-	-	-	-	-	(1 904)
			HKD	(260)	-	-	-	-	-	(260)
			JPY	(345)	(77)	(115)	(153)	-	-	-
			PEN	(215)	-	(36)	(17)	-	(55)	(106)
			Autres devises	(348)	-	-	(219)	(74)	-	(54)
Acheteur	Fixe	CCS	EUR	2 568	-	-	216	75	-	2 277
			USD	263	-	44	21	-	67	130
			Autres devises	35	1	2	3	3	4	22
	Variable	CCS	EUR	953	680	129	144	-	-	-
		CCS	BRL	345	-	82	100	79	84	-

En millions d'euros

Payeur/ Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CAP	EUR	4	1	1	1	-	-	-
		IRS	EUR	9 055	974	(839)	(440)	383	1 342	7 634
			USD	1 516	(1)	960	3	506	3	44
			Autres devises	72	1	3	3	3	4	58
	Variable	IRS	EUR	16 652	5 574	1 600	500	515	2 050	6 413
			BRL	293	169	124	-	-	-	-

Les tableaux présentés ci-dessus excluent les instruments dérivés de change (à l'exception des opérations croisées de devises ou "CCS"). Leurs dates de maturité sont alignées sur celles des éléments couverts.

La gestion des risques FX et taux d'intérêt conduit à une sensibilité FX détaillée dans la Note 18.1.3.2 "Analyse de sensibilité au risque de change" et à un coût moyen de la dette de 2,63%, présenté dans la Note 11 "Résultat financier".

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

Dérivés de change

	31 déc. 2021				31 déc. 2020	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	53	(306)	(253)	3 201	(628)	3 779
Couverture d'investissement net	6	(20)	(14)	2 794	50	1 999
Dérivés non qualifiés de couverture	37	(77)	(39)	10 166	73	6 907
TOTAL	**96**	**(402)**	**(306)**	**16 161**	**(504)**	**12 686**

Dérivés de taux

	31 déc. 2021				31 déc. 2020	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	358	(59)	299	4 203	495	4 622
Couverture de flux de trésorerie	102	(84)	17	2 110	(331)	2 497
Dérivés non qualifiés de couverture	763	(1 473)	(710)	18 933	(569)	17 910
TOTAL	**1 222**	**(1 616)**	**(394)**	**25 246**	**(405)**	**25 029**

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur [1]	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres [2]	Part inefficace comptabilisée en résultat [2]	Montant reclassé des capitaux propres en résultat [2]	Ligne du compte de résultat
Couverture de juste valeur	Instruments de couverture	4 203	299	299	NA	(2)	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts [3][4]	3 967	227	(557)	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	5 310	(235)	(168)	(605)	(30)	64	Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			158				
Couverture d'investissement net	Instruments de couverture	2 794	(14)	(11)	217	NA	(2)	Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			11				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de 227 millions d'euros, est présenté en emprunts à long terme et à court terme
(2) Gains/(pertes)
(3) La différence entre la variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace relative aux instruments de couverture et celle relative aux éléments couverts correspond au cout amorti des dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur
(4) Dont 74 millions d'euros liés à des éléments de couverture qui ont cessé d'être ajustés du fait de la déqualification de la relation de couverture de juste valeur

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2021 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures. Pour les couvertures de juste valeur, le même principe s'applique aux éléments couverts.

Au 31 décembre 2021, aucun impact significatif en termes d'inefficacité ou de déqualification de certaines couvertures n'a été constaté à la clôture.

Maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt désignés comme couverture de flux de trésorerie

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(13)	(10)	(9)	(2)	(7)	(194)	(235)	(958)

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

	Couverture de flux de trésorerie			Couverture d'investissement net
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette – couverture du risque de change (1)(3)	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de taux d'intérêt (1)(3)	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change (2)(3)	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change (2)(4)
Au 31 décembre 2020	**46**	**(1 203)**	**12**	**(156)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres		588	17	(217)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat		(64)	-	2
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	(1)	(71)	(2)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**45**	**(751)**	**27**	**(371)**

(1) Couverture de flux de trésorerie relative à des périodes données
(2) Couverture de flux de trésorerie relative à des transactions données
(3) Comprend -586 millions d'euros de réserves pour lesquelles la comptabilité de couverture a été abandonnée
(4) L'intégralité des réserves porte sur des relations de couverture poursuivies

18.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaut de ses contreparties (clients, fournisseurs, entrepreneurs EPC *(engineering, procurement, construction)*, partenaires, intermédiaires, banques). Un défaut peut affecter les paiements, la livraison des marchandises et/ou la performance des actifs.

Les principes de gestion du risque de contrepartie sont énoncés dans la politique de gestion du risque de contrepartie du Groupe, qui :

- attribue les rôles et les responsabilités pour gérer et contrôler le risque de contrepartie à différents niveaux (*Corporate*, BU ou entité), et veille à la mise en place de procédures opérationnelles cohérentes dans l'ensemble du Groupe ;
- caractérise le risque de contrepartie et les mécanismes à travers lesquels il impacte la performance économique et les états financiers du Groupe ;
- définit des indicateurs, le *reporting* et les mécanismes de contrôle afin d'assurer une visibilité et de disposer des outils de gestion de la performance financière ; et
- élabore des lignes directrices sur l'utilisation de mécanismes d'atténuation tels que les garanties et les sûretés, qui sont largement utilisés par certaines activités.

Selon la nature de l'activité, le Groupe est exposé à différents types de risque de contrepartie. Certaines activités ont recours à des instruments de garantie – notamment l'activité Energy Management, où l'utilisation d'appels de marge et autres types de sûretés financières (cadre juridique normalisé) est une pratique habituelle du marché ; par ailleurs, d'autres activités peuvent dans certains cas demander des garanties à leurs contreparties (garanties de la société mère, garanties bancaires, etc.).

Dans le cadre de la nouvelle norme IFRS 9, le Groupe a défini et appliqué une méthodologie à l'ensemble du Groupe, qui prévoit deux approches distinctes :

- une approche par portefeuille, dans laquelle le Groupe détermine que :
  - des portefeuilles et sous-portefeuilles de clients cohérents doivent être regroupés (portefeuilles avec risque de crédit comparable et/ou comportement comparable en matière de paiement), compte tenu des éléments suivants :
    - contreparties publiques ou privées,
    - contreparties domestiques ou *BtoB*,
    - géographie,
    - type d'activité,
    - taille de la contrepartie, et
    - tout autre élément que le Groupe pourrait considérer pertinent,
  - les taux de dépréciation doivent être déterminés sur la base des antériorités historiques et, lorsqu'une corrélation est établie et une documentation possible, il faut ajuster ces données historiques avec des éléments prospectifs ; et
- une approche individualisée pour les contreparties importantes pour laquelle le Groupe a établi des règles définissant les phases du calcul de la perte de crédit attendue de l'actif concerné :
  - phase 1 : couvre les actifs financiers qui n'ont pas connu de détérioration significative depuis leur comptabilisation initiale. Les pertes de valeur attendues pour la phase 1 sont calculées sur les 12 mois suivants ;
  - phase 2 : couvre les actifs financiers dont le risque de crédit a augmenté de façon significative. Les pertes de valeur attendues pour la phase 2 sont calculées sur la durée de vie. La décision de faire passer un actif de la phase 1 à la phase 2 est fondée sur certains critères, tels que :
    - une dégradation significative de la solvabilité de la contrepartie et/ou de sa société mère et/ou de son garant (le cas échéant),

- une évolution défavorable importante de l'environnement réglementaire,
- une évolution du risque politique ou du risque pays, et
- tout autre élément que le Groupe peut considérer pertinent.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 30 jours, l'affectation à la phase 2 n'est pas systématique tant que le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 30 jours, ceci ne constitue pas une augmentation significative du risque de crédit depuis la comptabilisation initiale,

– phase 3 : couvre les actifs pour lesquels un défaut a déjà été observée, tels que :
- lorsqu'il existe des preuves de difficultés financières significatives et persistantes de la contrepartie,
- lorsqu'il existe des preuves d'un défaut de soutien d'une société mère pour sa filiale (dans ce cas, la filiale est la contrepartie du Groupe), et
- lorsque l'une des entités du Groupe a engagé une procédure judiciaire pour défaut de paiement à l'encontre de la contrepartie.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 90 jours, la présomption peut être réfutée si le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 90 jours, ceci n'indique pas un défaut de la contrepartie.

La formule des pertes de valeur attendues aux phases 1 et 2 est égale à : EAD x PD x LGD, où

- pour les pertes de valeur attendues sur les 12 mois suivants, l'exposition en cas de risque de défaut (EAD) est égale à la valeur comptable de l'actif financier, à laquelle sont appliquées la probabilité de défaut (PD) appropriée et le taux de perte en cas de défaut (LGD) ;
- pour les pertes de valeur attendues sur la durée de vie, la méthode de calcul retenue consiste à identifier l'évolution de l'exposition pour chaque exercice, notamment le calendrier et le montant attendu des remboursements contractuels, puis d'appliquer à chaque remboursement la probabilité de défaut appropriée et le taux de perte en cas de défaut, et à actualiser le résultat obtenu. Les pertes de valeur attendues représentent la somme des résultats actualisés ; et
- probabilité de défaut : désigne la probabilité de défaut sur un horizon temporel donné (à la phase 1, cet horizon temporel est de 12 mois après la date de clôture ; à la phase 2, il couvre toute la durée de vie de l'actif financier). Ces informations sont basées sur des données externes émanant d'une agence de notation réputée. La probabilité de défaut dépend de l'horizon temporel et de la notation de la contrepartie. Le Groupe utilise des notations externes lorsqu'elles sont disponibles. Les experts d'ENGIE en matière de risque de crédit définissent une notation interne pour les contreparties importantes qui n'ont pas de notation externe.

Les taux de perte en cas de défaut sont basés notamment sur les référentiels de Bâle :

- 75% pour les actifs subordonnés ; et
- 45% pour les actifs standards.

Pour les actifs considérés comme ayant une importance stratégique pour la contrepartie, tels que les services publics ou les biens essentiels, le taux de perte en cas de défaillance est fixé à 30%.

Le Groupe a décidé de décomptabiliser les montants bruts et les pertes de valeur attendues correspondantes dans les situations suivantes :

- pour les actifs faisant l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : aucune décomptabilisation tant que la procédure est en cours ; et
- pour les actifs ne faisant pas l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : décomptabilisation lorsque la créance est échue depuis plus de 3 ans (5 ans pour les contreparties du secteur public).

Le Groupe a maintenu le suivi des encaissements et du risque de défaillance dans ses activités *BtoB*, *BtoC* et Energy Management. Par ailleurs, les taux de provisionnement de ces entités ont été ajustés au 31 décembre 2021 afin de tenir compte de l'incertitude créée par l'augmentation significative du prix des matières premières.

18.2.1 Activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de compensation et appels de marge, via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés, ou via le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux BU la gestion de ces risques, alors que le Groupe continue à gérer de manière centralisée les expositions des contreparties les plus importantes.

La notation de crédit des grands et moyens clients pour qui les expositions au risque de crédit du Groupe dépassent un certain seuil sont basés sur un processus spécifique de *rating*, alors qu'un processus simplifié de *scoring* est utilisé pour les clients pour qui le Groupe a des expositions au risque de crédit plutôt faibles. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (notation de crédit, secteur d'activité…) selon des indicateurs standards (risque de paiement, exposition MtM).

Le Comité Risque de Marché Énergie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

18.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 14 438 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 2 431 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Approche individuelle

		31 déc. 2021							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade [1]	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	15 997	15 023	830	144	15 997	14 063	1 933	15 997
	Pertes de valeur attendues	(377)	(237)	(23)	(116)	(377)	(174)	(203)	(377)
TOTAL		**15 620**	**14 786**	**806**	**28**	**15 620**	**13 890**	**1 730**	**15 620**
Actifs de contrats	Brut	3 366	3 327	37	3	3 366	2 434	933	3 366
	Pertes de valeur attendues	(12)	(10)	-	(2)	(12)	(8)	(4)	(12)
TOTAL		**3 354**	**3 316**	**37**	**1**	**3 354**	**2 425**	**929**	**3 354**

		31 déc. 2020							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade [1]	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 530	8 329	893	308	9 530	7 854	1 676	9 530
	Pertes de valeur attendues	(391)	(103)	(46)	(242)	(391)	(188)	(203)	(391)
TOTAL		**9 139**	**8 226**	**846**	**66**	**9 139**	**7 666**	**1 473**	**9 139**
Actifs de contrats	Brut	3 039	2 714	318	8	3 039	2 076	963	3 039
	Pertes de valeur attendues	(19)	(18)	-	-	(19)	(14)	(5)	(19)
TOTAL		**3 021**	**2 696**	**318**	**7**	**3 021**	**2 062**	**959**	**3 021**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's

Approche collective

		31 dec. 2021				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2021
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 529	544	152	267	964
	Pertes de valeur attendues	(971)	(21)	(21)	(221)	(263)
TOTAL		**2 558**	**523**	**132**	**46**	**701**
Actifs de contrats	Brut	5 042	584	5	16	604
	Pertes de valeur attendues	(4)	-	-	(1)	(1)
TOTAL		**5 038**	**584**	**5**	**15**	**603**

		31 déc. 2020				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2020
Créances commerciales etautres débiteurs	Brut	3 625	593	235	300	1 128
	Pertes de valeur attendues	(865)	(20)	(22)	(211)	(253)
TOTAL		**2 761**	**574**	**213**	**88**	**875**
Actifs de contrats	Brut	4 748	487	1	3	491
	Pertes de valeur attendues	(1)	-	-	-	-
TOTAL		**4 747**	**487**	**1**	**3**	**491**

18.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie découle de la juste valeur positive des dérivés. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

	31 déc. 2021		31 déc. 2020	
En millions d'euros	Investment Grade (1)	Total	Investment Grade (1)	Total
Exposition brute (2)	35 386	43 660	6 633	9 031
Exposition nette (3)	15 796	19 089	2 817	3 750
% de l'exposition crédit des contreparties "*Investment Grade*"	82,7%		75,1%	

(1) Sont incluses dans la colonne "Investment Grade" les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'"Investment Grade" est également déterminé à partir d'un outil de notation interne déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties
(2) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive)
(3) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit

18.2.2 Activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs structures financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition aux risques de contrepartie, le Groupe a renforcé son recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de *netting*) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge).

Le contrôle des risques de contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *Middle Office* indépendant du Trésorier Groupe.

18.2.2.1 Prêts et créances au coût amorti

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 977 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 1 424 millions d'euros au 31 décembre 2020).

	31 déc. 2021						
En millions d'euros	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade (1)	Autres	Total par type de contreparties
Brut	4 643	302	26	4 971	1 906	3 065	4 971
Pertes de valeur attendues	(76)	(36)	(113)	(226)	(147)	(79)	(226)
TOTAL	**4 567**	**265**	**(87)**	**4 745**	**1 759**	**2 986**	**4 745**

	31 déc. 2020						
En millions d'euros	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade (1)	Autres	Total par type de contreparties
Brut	4 144	415	67	4 626	2 582	2 045	4 626
Pertes de valeur attendues	(57)	(34)	(110)	(201)	(127)	(74)	(201)
TOTAL	**4 087**	**381**	**(43)**	**4 425**	**2 455**	**1 970**	**4 425**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's

18.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents de trésorerie et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque découle de la juste valeur positive. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros	Total	Investment Grade (1)	Sans notation (2)	Non Investment Grade (2)	Total	Investment Grade (1)	Sans notation (2)	Non Investment Grade (2)
Exposition	14 194	85,9%	8,2%	5,9%	13 174	84,4%	8,7%	6,9%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's ou Baa3 chez Moody's
(2) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des participations ne donnant pas le contrôle ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement

Par ailleurs, au 31 décembre 2021, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 25% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

18.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché.

Le Groupe a mis en place un comité hebdomadaire dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en termes d'investissements et désinvestissements. ENGIE a mis en place un cadre complet pour surveiller et lisser les mouvements de trésorerie liés aux appels de marge sur les marchés de gré à gré ou via une chambre de compensation, en s'appuyant sur le recours à des swaps de liquidité avec ses principales contreparties. Ce comité est complété par des *stress tests* trimestriels sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change ayant vocation à apprécier la résistance du Groupe en matière de liquidité.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long terme. La centralisation est assurée via des véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via des véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique. Obéissant aux mêmes principes que cette politique, ceux ne pouvant être centralisés sont investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie ont conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi, et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2021, 72% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour.

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

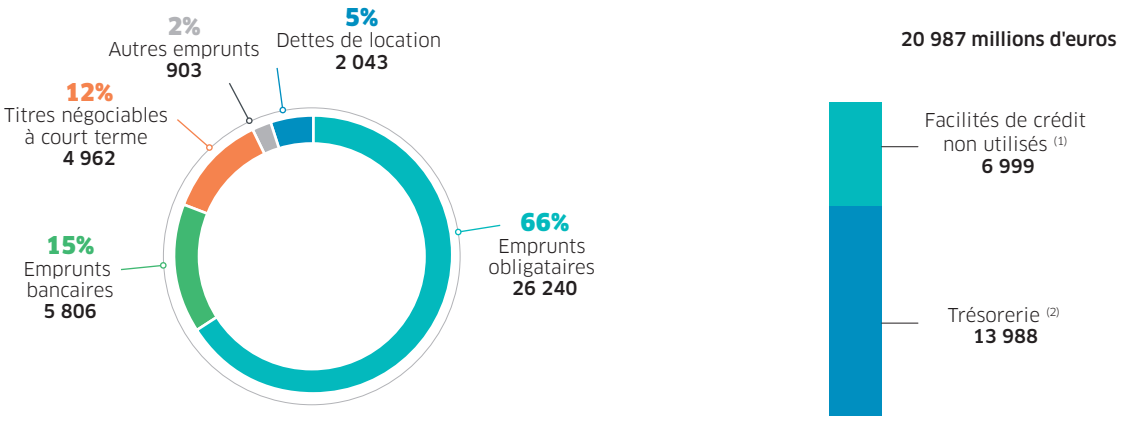
- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de titres négociables à court terme en France (*Negotiable European Commercial Paper*) et aux États-Unis (*U.S. Commercial Paper*) ainsi qu'à l'émission de titres super-subordonnés. Ces programmes d'émission de titres négociables à court terme sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. Toutefois, le refinancement de la totalité des encours est toujours sécurisé par des facilités bancaires confirmées – essentiellement centralisées – permettant au Groupe de continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir. Ces facilités sont compatibles avec la taille et les échéances auxquelles le Groupe doit faire face.

Les différentes actions menées par le Groupe permettent de garantir un niveau de liquidité élevé et renforcé.

Diversification des sources de financement et liquidité (3)

En millions d'euros



(1) *Net des titres négociables à court terme*
(2) *Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie, 73% placés en zone euro*
(3) *Ces sources de financements et de liquidité ne comprennent pas les titres super-subordonnés qui sont comptabilisés en capitaux propres (voir Note 19.2.1 "Émission de titres super-subordonnés" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")*

Au 31 décembre 2021, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les *covenants* et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place. Aucune des lignes de crédit disponibles centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

18.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Emprunts obligataires	2 205	2 510	1 147	2 032	2 317	16 029	26 240	26 170
Emprunts bancaires	1 977	365	316	402	204	2 543	5 806	4 123
Titres négociables à court terme	4 962	-	-	-	-	-	4 962	4 024
Dettes de location	367	348	263	233	193	995	2 043	2 386
Autres emprunts	91	647	19	20	16	110	903	150
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	499	-	-	-	-	-	499	301

Les autres actifs financiers et trésorerie et équivalents de trésorerie venant en réduction de l'endettement financier net ont une liquidité inférieure à 1 an.

Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts	801	770	671	642	592	7 200	10 676	9 853

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières)

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Dérivés (hors matières premières)	(108)	21	(5)	26	52	141	126	317

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessous correspondent à des positions nettes.

Flux contractuels non actualisés relatifs aux contrats de location

Au 31 décembre 2021, le Groupe en tant que preneur est potentiellement exposé à des sorties de trésorerie futures non prises en compte lors de l'évaluation des passifs locatifs à hauteur de 1 825 millions d'euros (dont environ 86% sont relatifs à des engagements potentiels au-delà de 2026). Ce montant concerne des contrats de location qui n'ont pas encore pris effet et porte essentiellement sur de futurs passifs locatifs relatifs à l'éventuelle prolongation d'un contrat de concession hydroélectrique ainsi qu'à des locations immobilières et de navires GNL.

Facilités de crédit confirmées non utilisées

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	990	812	685	4 989	3 985	499	11 961	13 695

Parmi ces programmes disponibles, 4 962 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.
Au 31 décembre 2021, aucune contrepartie ne représentait plus de 5% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

18.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non-actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles résiduelles pour les instruments financiers dérivés afférents aux activités de *portfolio management*. Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités de *trading* sont réputés liquides à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Instruments financiers dérivés passifs								
afférents aux activités de portfolio management	*(13 392)*	*(16 779)*	*(3 343)*	*(1 077)*	*(319)*	*(632)*	*(35 541)*	*(1 699)*
afférents aux activités de trading	*(9 365)*	-	-	-	-	-	*(9 365)*	*(8 483)*
Instruments financiers dérivés actifs								
afférents aux activités de portfolio management	*10 835*	*14 655*	*6 642*	*2 569*	*543*	*124*	*35 368*	*1 975*
afférents aux activités de trading	*8 304*	-	-	-	-	-	*8 304*	*7 059*
TOTAL	**(3 618)**	**(2 123)**	**3 299**	**1 492**	**225**	**(508)**	**(1 234)**	**(1 149)**

18.3.3 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IFRS 9. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des GBU Renouvelables et GEM (exprimés en TWh).

En TWh	2022	2023-2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Achats fermes	(385)	(771)	(766)	(1 922)	(1 829)
Ventes fermes	587	513	321	1 421	1 571

NOTE 19 Éléments sur les capitaux propres

19.1 Informations sur les actions propres

	Nombre d'actions				Valeurs comptables *(en millions d'euros)*	
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
Au 31 décembre 2020	**2 435 285 011**	**(18 464 634)**	**2 416 820 377**	**2 435**	**31 291**	**(251)**
Dividende distribué en numéraire					(1 296)	
Dividende autocontrôle					(8)	
Affectation de résultat N-1					(3 928)	
Achat/vente d'actions propres		-	-			-
Attribution actions gratuites		3 381 485	3 381 485			52
Réévaluation						
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**2 435 285 011**	**(15 083 149)**	**2 420 201 862**	**2 435**	**26 058**	**(199)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2021 résulte exclusivement de cessions nettes d'actions propres à hauteur de 3,4 millions d'actions dans le cadre des plans d'attributions gratuites d'actions.

19.1.1 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions d'ENGIE SA

Le Groupe n'a plus depuis 2017 de plan d'option d'achat ou de souscription d'actions.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions de performance décrites dans la Note 22 "Paiements fondés sur des actions" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

19.1.2 Actions propres

Principes comptables

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 20 mai 2021. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société ENGIE SA à la date de cette Assemblée Générale.

Le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 7,3 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 30 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2021, le Groupe détient 15,1 millions d'actions propres. À ce jour la totalité des actions ont été affectées à la couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens actuels affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 50 millions d'euros.

19.2 Autres informations sur les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 35 064 millions d'euros au 31 décembre 2021, dont 26 058 millions d'euros au titre des primes liées au capital. Les primes liées au capital intègrent l'affectation du résultat 2020 de ENGIE SA pour un montant de -3 928 millions d'euros, le versement du dividende en numéraire au titre de l'exercice 2020 pour un montant de -1 296 millions d'euros ainsi qu'un reclassement vers les réserves consolidées du dividende non versé au titre des actions propres pour un montant de -8 millions d'euros.

Les réserves consolidées comprennent les résultats cumulés du Groupe, les réserves légales et statutaires de la société ENGIE SA, les pertes et gains actuariels cumulés nets d'impôt ainsi que la variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évaluée par les autres éléments du résultat global net d'impôt.

En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation. Le montant de la réserve légale de la société ENGIE SA s'élève à 244 millions d'euros.

19.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé, en juillet 2021, à un refinancement anticipé de titres super-subordonnés à durée indéterminée se traduisant par :

- une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée d'un montant de 750 millions d'euros portant coupon de 1,875% avec une option de remboursement à partir de juillet 2031, comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 742,5 millions d'euros ;
- le remboursement à la date de première option du solde de la dette hybride de 363,4 millions d'euros (coupon 4,750%) ;
- le rachat anticipé partiel de deux tranches de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 532,6 millions d'euros :
  - un rachat de 149,1 millions d'euros (coupon 3,875%) sur un montant nominal résiduel de 542 millions d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride est en juin 2024,
  - un rachat de 383,5 millions d'euros (coupon 1,375%) sur un montant nominal résiduel de 657,7 millions d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride est en janvier 2023.

Conformément aux dispositions d'IAS 32 – *Instruments financiers – Présentation*, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe.

Au 31 décembre 2021, l'encours des titres super-subordonnés, en valeur nominale, s'élève à 3 767 millions d'euros.

En 2021, le Groupe a versé aux détenteurs de ces titres 126,6 millions d'euros dont 102,4 millions d'euros au titre des coupons et 24,2 millions d'euros d'indemnités de remboursement anticipé. Ces montants sont comptabilisés en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

19.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 27 758 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 27 363 millions d'euros au 31 décembre 2020), dont 26 058 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

19.2.3 Dividendes

Il a été proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020 de verser un dividende unitaire de 0,53 euro par action soit un montant total de 1 283 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2020. Ce dividende unitaire a été majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2020 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2020. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2020, cette majoration s'élève à 13 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2021

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021 de verser un dividende unitaire de 0,85 euro par action soit un montant total de 2 057 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2021. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2021 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2021. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2021, cette majoration est évaluée à 23 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le 21 avril 2022, le dividende dont le coupon aura été détaché le lundi 25 avril 2022, sera payé le mercredi 27 avril 2022. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2021, les états financiers à fin 2021 étant présentés avant affectation.

19.2.4 Autres opérations

Le 22 décembre 2021, ENGIE a cédé 11,5% de sa participation dans le capital de GRTgaz à SIG (Société d'Infrastructures Gazières), pour porter sa participation à 60,81% (38,60% SIG, 0,51% fonds salariés Altos, 0,08% d'auto-détention). La transaction valorise les fonds propres du groupe GRTgaz à hauteur de 9,75 milliards d'euros pour une valeur d'entreprise de 14,6 milliards d'euros. L'impact de cette transaction est de 477 millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe (résultat de cession) et de 1 025 millions d'euros sur les capitaux propres totaux (prix de cession net de l'impôt sur les sociétés sur la plus-value, des *success fees* et des droits d'enregistrement).

Le 26 mai 2021, le Groupe a réalisé la cession partielle de 10% de sa participation dans GTT passant ainsi de 40,4% du capital et intégration globale à 30,4% et mise en équivalence. Le changement de méthode de consolidation a entraîné la sortie des capitaux propres minoritaires pour un montant de 321 millions d'euros.

Pour rappel, le 2 juillet 2020, le Groupe a signé un accord de cession d'une participation de 49% dans un portefeuille de 2,3 GW d'énergies renouvelables (en services ou en construction) aux États-Unis au groupe américain Hannon Armstrong, leader dans l'investissement en solutions respectueuses de l'environnement. ENGIE continue à consolider ces actifs par intégration globale et à en assurer l'exploitation et la maintenance. Au titre de cet accord, le Groupe a encaissé un montant de 64 millions d'euros au 31 décembre 2021.

19.3 Gains et pertes recyclables reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessous correspondent aux pertes et gains cumulés (part du Groupe) au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Instruments de dette	9	30
Couverture d'investissement net [1]	(371)	(156)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières) [1]	(699)	(1 212)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) [1]	4 383	76
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(1 064)	357
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt [2]	(546)	(813)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	118	(1)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ECARTS DE CONVERSION	**1 831**	**(1 719)**
Écarts de conversion	(2 136)	(2 856)
Écarts de conversion relatifs aux activités non poursuivies		6
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(306)**	**(4 570)**

(1) Voir Note 18 "Risques liés aux instruments financiers" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
(2) Voir Note 4 "Participations dans les entreprises mises en équivalence" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"

19.4 Gestion du capital

ENGIE SA cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier économique net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres (voir Note 19.1.2 "Actions propres" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de crédit de niveau "*strong investment grade*" auprès des agences de notation. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les *cash flows* opérationnels diminués du coût de la dette et des impôts dus et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte de la partie non couverte des provisions nucléaires et pour pensions, ainsi que 50% des émissions hybrides (titres super subordonnés). Par ailleurs, le Groupe a défini une guidance portant sur son profil financier sur le ratio "dette nette économique divisé par l'EBITDA" inférieur ou égal à 4 fois.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, ENGIE SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 20 Provisions

Principes comptables

Principes généraux liés à la reconnaissance d'une provision

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration, soit en commençant à exécuter le plan, soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour remise en état de site et les provisions postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en "Autres produits et autres charges financiers").

Évaluation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, au démantèlement des sites de production nucléaires et des infrastructures gazières en France, sont :

- les hypothèses de coûts (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) (voir Note 20.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de retraitement du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) (voir Notes 20.2 et 20.3 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") ;
- le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

En millions d'euros	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle nucléaire et Démantèlement des installations nucléaires	Démantèlement des installations Hors nucléaires	Autres risques	Total
Au 31 décembre 2020	**8 941**	**14 677**	**1 112**	**2 342**	**27 073**
Dotations [1]	378	223	30	726	1 357
Reprises pour utilisation [1]	(329)	(202)	(90)	(587)	(1 208)
Reprises pour excédent [1]	(1)	-	-	(12)	(13)
Variation de périmètre	(6)	-	-	(11)	(18)
Effet de la désactualisation	64	421	26	16	528
Écarts de change	2	-	22	5	29
Autres [2]	(2 050)	-	71	(310)	(2 289)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**7 000**	**15 119**	**1 172**	**2 169**	**25 459**
Non courant	6 919	14 909	1 172	394	23 394
Courant	81	210	-	1 775	2 066

(1) Les dotations nettes aux provisions des activités d'EQUANS sont comptabilisées sur la ligne "Résultat net des activités non poursuivies" du compte de résultat pour -23 millions d'euros au 31 décembre 2021

(2) Dont -666 millions d'euros relatifs aux provisions des activités d'EQUANS, classées comme "Activités non poursuivies" (voir Note 5 "Principales variations de périmètre" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

L'effet de la désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur la dette actuarielle, nette des produits d'intérêts des actifs de couverture.

La ligne "Autres" se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2021 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en "Autres éléments du résultat global", ainsi que des provisions constatées en contrepartie d'un actif de démantèlement ou de remise en état de site.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	31 déc. 2021
Résultat des activités opérationnelles	(159)
Autres produits et charges financiers	(526)
TOTAL	**(686)**

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

20.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 21 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme".

20.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations liées à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et au démantèlement des centrales nucléaires.

20.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion de l'aval du cycle du combustible irradié dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (CPN) dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. Dans l'hypothèse où des évolutions sont constatées entre deux évaluations triennales, susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier, la Commission peut réviser son avis et le Groupe en tirer, le cas échéant, les conséquences en résultant dans les comptes.

Un dossier de réévaluation triennal des provisions nucléaires a été transmis le 12 septembre 2019 par Synatom à la Commission qui a rendu son avis le 12 décembre 2019. Celui-ci a été pris en compte lors de l'arrêté des comptes du 31 décembre 2019. Les provisions, établies compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 ainsi que Doel 1 & 2 et à 40 ans pour les autres unités, n'ont pas connu d'évolution significative depuis, au-delà des impacts liés aux éléments récurrents que sont le passage du temps (désactualisation) ainsi que les utilisations et dotations pour le combustible irradié au cours de l'année. Elles feront l'objet d'une nouvelle révision fin 2022 conformément à la réglementation en vigueur.

Les provisions intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une nouvelle législation devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier.

L'évaluation des provisions intègre des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié. Des marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses redevances. Le Groupe estime par ailleurs des marges appropriées pour chaque catégorie de coûts.

Le Groupe estime que les dernières hypothèses revues et approuvées par la CPN sont les plus adéquates pour l'établissement de ces provisions. Cependant, la CPN a pointé dans son avis du 12 décembre 2019 des éléments d'incertitude sur certains coûts, en principe couverts par les marges pour aléas, mais pour lesquels la CPN s'est dotée d'un programme de travail et d'analyses complémentaires à compter de 2020 susceptibles d'être prises en compte dans la révision de 2022. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessous.

La ventilation des provisions pour démantèlement entre Synatom et Electrabel est présentée ci-dessous :

En millions d'euros	Courant	Non-courant	31 déc. 2021
Provisions pour démantèlement des installations nucléaires Synatom	75	6 270	6 345
Provisions pour gestion de l'aval du cycle nucléaire – Synatom	134	7 895	8 030
Provisions pour démantèlement des installations nucléaires Electrabel	-	744	744
TOTAL	**210**	**14 909**	**15 119**

20.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Principes comptables

Le calcul des dotations aux provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire est effectué sur base d'un coût unitaire moyen, déterminé pour l'ensemble des quantités qui auront été utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales et appliqué aux quantités générées en date de clôture. Une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation des provisions, est également constituée.

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible nucléaire usé fera l'objet d'un conditionnement, éventuellement après retraitement [(1)] avant son évacuation en stockage à long terme.

L'ONDRAF a proposé, le 9 février 2018, le stockage géologique comme politique nationale pour la gestion à long terme des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie. Cette proposition reste soumise à l'approbation du gouvernement belge qui aura, au préalable, recueilli l'avis de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN).

Par ailleurs, ENGIE considère dans son évaluation que le scénario "mixte", retenu par la Commission des provisions nucléaires, continue de s'appliquer : une partie du combustible est retraitée et le reste est évacué directement, sans retraitement.

(1) Opération permettant de séparer l'uranium, le plutonium et les produits de fission

Les provisions pour aval du cycle constituées par le Groupe couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario "mixte" : entreposage sur site, transport, retraitement, conditionnement, entreposage et évacuation géologique. Elles sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec ainsi que l'exploitation des installations existantes, de même que les coûts d'achat des conteneurs ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement. Le plutonium et l'uranium issus du retraitement seront cédés à un tiers pour un coût dont l'estimation doit être régulièrement revue ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF. Les recommandations de cette dernière quant au coût de cette installation ont été intégralement prises en compte ;
- les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné sont transférés à l'ONDRAF ;
- les coûts des opérations d'évacuation en couche géologique profonde sont estimés en utilisant le tarif de redevances, établi par l'ONDRAF sur la base d'un coût total de l'installation d'évacuation de 10,7 milliards d'euros. Le coût estimé de la recommandation préliminaire de l'AFCN concernant un puits supplémentaire y a par ailleurs été ajouté sur base des recommandations de l'ONDRAF. D'autres ajustements de sûreté opérationnelle du site d'évacuation sont en discussion avec l'ONDRAF et pourront donner lieu à une révision des coûts s'ils excèdent les montants couverts par les marges pour aléas déjà intégrés dans l'évaluation de l'ONDRAF ;
- l'engagement à terme est calculé sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués à partir d'offres reçues de tiers ;
- le scénario de référence intègre le dernier scénario à jour de l'ONDRAF avec un début du stockage géologique autour de 2070 qui se clôturera vers 2135 ;
- le taux d'actualisation retenu est de 3,25%. Il prend en compte (i) une analyse de l'évolution et de la moyenne historiques et prospectives des taux de référence à long terme, ainsi que (ii) la longue duration du passif compte tenu des travaux de conditionnement et d'évacuation des combustibles usés retardés jusqu'en 2070 environ.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Plus particulièrement, le cadre réglementaire belge actuel ne permet pas le retraitement et n'a pas encore confirmé l'adoption du stockage géologique comme politique de gestion des déchets nucléaires de moyenne et de haute activité.

Concernant le scénario de retraitement partiel, à la suite d'une résolution adoptée par la Chambre des Représentants en 1993, les contrats de retraitement qui n'étaient pas en cours d'exécution ont été suspendus puis résiliés en 1998. Le scénario retenu repose sur l'hypothèse que le gouvernement belge autorisera Synatom à retraiter le combustible usé et qu'un accord entre la Belgique et la France sera conclu aux fins de permettre à Orano (anciennement Areva) d'effectuer ce retraitement. Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario "mixte" retenu aujourd'hui et approuvé par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision quant à la gestion des déchets, soit en dépôt géologique profond, soit en entreposage de surface de longue durée. La Commission européenne a, à ce titre, adressé le 27 novembre 2019 un avis motivé à la Belgique dans le cadre de la procédure de manquement de l'article 258 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, au motif qu'elle n'a pas adopté de programme national de gestion des déchets radioactifs conforme à certaines exigences de la directive sur le combustible usé et les déchets radioactifs (directive 2011/ 70/Euratom du Conseil). À ce stade, il n'existe donc qu'un programme national qui confirme l'entreposage sûr du combustible usé suivi par son retraitement ou par son stockage. L'hypothèse intégrée dans le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires se base sur le dépôt en couche géologique profonde dans un site restant à identifier et qualifier en Belgique.

Sensibilité

Les provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire restent sensibles aux hypothèses de coûts, de calendrier des opérations et d'engagement des dépenses ainsi qu'au taux d'actualisation :

- une augmentation de 10% des redevances de l'ONDRAF au-delà du tarif de référence des redevances demandé par la CPN pour l'évacuation des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie se traduirait, à montant de marges d'incertitudes inchangé, par une augmentation des provisions de l'ordre de 175 millions d'euros ;
- l'accélération de 5 ans des dépenses de l'ONDRAF au titre de l'entreposage, de conditionnement et de stockage des déchets radioactifs de haute activité et/ou de longue durée de vie aurait un impact à la hausse d'environ 170 millions d'euros sur les provisions. Un report de 5 ans dans l'échéancier d'engagement de ces différentes dépenses aurait un impact à la baisse d'un montant plus faible ;
- l'impact d'une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour le traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 260 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que ces sensibilités résultent d'un calcul purement financier. Elles doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

20.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Principes comptables

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou remise en état de site. La valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision pour démantèlement avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations, et est compris dans le périmètre des actifs faisant l'objet de tests de valeur. Les ajustements de la provision consécutifs à une révision ultérieure (i) du montant estimé des engagements, (ii) de l'échéancier des dépenses du démantèlement ou (iii) du taux d'actualisation, sont symétriquement portés en déduction ou, sous certaines conditions, en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

La stratégie de démantèlement retenue repose sur un démantèlement (i) immédiat après l'arrêt du réacteur, (ii) réalisé en série plutôt qu'unité par unité et (iii) complet (retour à un "*greenfield* industriel"), permettant un usage industriel futur du terrain.

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- la durée d'exploitation des unités nucléaires est de 50 ans pour Tihange 1 ainsi que pour Doel 1 & 2, et de 40 ans pour les autres unités ;
- le début des opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations est fonction de l'unité concernée et du séquencement des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement ;
- le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire. Un dialogue sur les conditions de sûreté des phases de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement des centrales a été initié avec l'AFCN. Les coûts pourraient être amenés à évoluer en considération de l'issue de ces discussions et du projet détaillé de réalisation de ces phases en cours de définition ;
- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales. Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance ;
- les redevances pour la prise en charge des déchets du démantèlement de catégorie A – de faible ou moyenne activité et de courte durée de vie – et B – de faible ou moyenne activité et de longue durée de vie – sont déterminées en utilisant le tarif des redevances établi par l'ONDRAF et en incluant des marges préconisées par l'ONDRAF pour risques de reclassement de déchets compte tenu des incertitudes de définition des critères d'admission des déchets dans ces catégories ; les difficultés dans l'obtention des permis d'exploitation du centre de stockage des déchets de catégorie A conduisent l'ONDRAF à revoir la définition de la solution technique de stockage dont une nouvelle évaluation devrait être établie en 2022 ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas normales, revues par l'ONDRAF et la CPN ; une nouvelle étude des incertitudes et risques à couvrir par ces marges pour aléas doit être conduite lors de la prochaine révision ;
- un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- un taux d'actualisation de 2,5% (y compris 2,0% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (VAN). Il prend en compte (i) une analyse de l'évolution et de la moyenne historiques et prospectives des taux de référence cohérents ainsi que (ii) la duration du programme de démantèlement qui devrait s'achever vers 2040.

Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 62 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Une hausse de 10% des coûts de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement est susceptible d'entrainer une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 635 millions d'euros.

Il convient de préciser que cette sensibilité résulte d'un calcul purement financier. Elle doit s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

20.2.4 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlements des installations et de gestion des matières fissiles irradiées

20.2.4.1 Principes, objectifs et gouvernance

Comme indiqué au point précédent, la loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées. En application de la loi, Synatom peut prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans le respect de certains critères en matière de qualité de crédit. La partie des provisions ne faisant pas l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est placée par Synatom soit dans des actifs financiers extérieurs aux exploitants nucléaires, soit dans des prêts à des personnes morales répondant aux critères de "qualité de crédit" imposés par la loi.

Depuis octobre 2019, Electrabel ne contracte plus de nouveau prêt au titre des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et s'est engagé à rembourser, d'ici 2025, l'intégralité des prêts contractés à ce titre. Au cours de l'exercice 2021, Synatom a, en conséquence, investi près de 1,3 milliard d'euros dans des actifs financiers extérieurs aux

exploitants nucléaires dédiés à la couverture des dépenses futures de gestion des matières fissiles irradiées.

L'objectif poursuivi par Synatom en termes d'investissement dans ces actifs est d'offrir, à long terme, un rendement suffisant, pour un niveau de risque acceptable, afin de couvrir les coûts liés au démantèlement et à la gestion des matières fissiles irradiées, sous les contraintes de diversification, de minimisation du risque et de disponibilité comme définies par la loi du 11 avril 2003.

Il incombe au Conseil d'Administration de Synatom et à son Comité d'investissement de définir la politique d'investissement de Synatom après avis de la Commission des provisions nucléaires conformément à la loi du 11 avril 2003. En s'appuyant sur une politique de contrôle des risques rigoureuse, le Comité d'investissement supervise les décisions d'investissement dont le pilotage est confié à une équipe dirigée par un Directeur des investissements.

20.2.4.2 Allocation stratégique et composition des actifs financiers

L'allocation stratégique des actifs financiers est déterminée sur base d'une analyse actif-passif périodique, qui consiste à déterminer les classes d'actifs et leur poids respectifs afin d'atteindre l'objectif de rendement tout en respectant le cadre de risque identifié pour chaque type de passif.

Cette allocation se décline de façon différente en fonction des types de passifs et compte tenu de leur différence en termes d'horizon de placement et de taux d'actualisation. Des profils de risques distincts sont considérés pour :

- les actifs en regard des provisions relatives au démantèlement des centrales nucléaires ;
- les actifs en regard des provisions relatives à la gestion des matières fissiles irradiées.

L'allocation cible des actifs de couverture en fonction des deux profils de risques précités est la suivante :

In %	Gestion des matières fissiles irradiées	Démantèlement
Actions	40%	30%
Obligations	40%	70%
Actifs non cotés	20%	0%
TOTAL	**100%**	**100%**

Les actions cotées sont composées de titres internationaux. Les obligations cotées sont composées d'obligations souveraines internationales et d'obligations d'entreprises internationales. Les actifs non cotés sont composés de titres représentatifs de fonds ou de structures d'investissement en immobilier, en *private equity*, en infrastructure ou en dette privée. Les investissements sont gérés par des sociétés spécialisées en gestion d'actifs.

Synatom considère que l'inclusion de principes Environnementaux, Sociétaux et de Gouvernance (ESG) dans les décisions d'investissement permet une meilleure gestion des risques non-financiers en vue de générer un rendement durable à long terme. L'intégration de principes ESG implique une prise en compte plus large des risques et des opportunités qui peuvent influencer la performance financière. Le processus de sélection de gestionnaires extérieurs intègre également des principes ESG.

Synatom dispose pour mettre en oeuvre cette politique d'investissement d'une Société d'Investissement à Capital Variable de droit luxembourgeois, *Nuclear Investment Fund* et d'une SICAV de droit belge nouvellement créée, le *Belgian Nuclear Liabilities Fund* ("BNLF").

20.2.4.3 Evolution des actifs financiers sur l'exercice 2021

La valeur des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires s'élève au 31 décembre 2021 à 5 501 millions d'euros et leur rendement s'établit à 7,63% sur l'exercice. Les principaux moteurs de la performance sont les actions, les marchés boursiers mondiaux bénéficiant des bonnes perspectives économiques et des résultats supérieurs aux attentes des entreprises. Les obligations ont, pour leur part, affiché un rendement atone dans un contexte de hausse des rendements sur la partie à long terme de la courbe.

20.2.4.4 Valorisation des actifs financiers sur l'exercice 2021

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc 2021	31 déc. 2020
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	**8**	**11**
Prêt à Sibelga	8	11
Autres prêts et créances au coût amorti	**167**	**332**
Instruments de dette – trésorerie soumise à restriction	167	332
Total des prêts et créances au coût amorti	**174**	**343**
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	1 509	406
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	11	-
Instruments de capitaux propres à la juste valeur	**1 520**	**406**
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	2 254	1 895
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	1 552	1 191
Instruments de dette à la juste valeur	**3 806**	**3 086**
Total Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	**5 326**	**3 492**
Instruments financiers dérivés	**4**	**20**
TOTAL (1)	**5 505**	**3 855**

(1) N'inclut pas les stocks d'Uranium qui s'élèvent à 414 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 540 millions d'euros au 31 décembre 2020

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie des OPCVM sont présentés dans l'état de la situation financière en tant que "Prêts et créances au coût amorti" ; les obligations OPCVM et instruments de couverture associés détenus par Synatom sont présentés en instruments de capitaux propres ou en instruments de dette (voir Note 17.1 "Actifs financiers" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Le détail de la variation de la juste valeur cumulée des actifs de Synatom est présenté comme suit :

	Variation cumulée de la juste valeur des actifs financiers dédiés	
En millions d'euros	31 déc 2021	31 déc. 2020
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	116	17
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	-	-
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	51	32
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	154	45
TOTAL	**321**	**95**

Le résultat de l'exercice généré par ces actifs dédiés s'élève à 228 millions d'euros en 2021 (-31 millions d'euros en 2020).

	Effets sur le résultat du rendement des actifs financiers dédiés	
En millions d'euros	31 déc 2021	31 déc. 2020
Résultat de cession	50	21
Dividendes reçus	45	34
Intérêts reçus	7	6
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(115)	(6)
Variation de juste valeur des actifs dédiés par résultat	241	(87)
TOTAL	**228**	**(31)**

20.3 Démantèlements des installations non nucléaires et remise en état de sites

20.3.1 Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment des centrales classiques, des canalisations de transport, des conduites de distribution, des sites de stockage ou encore des terminaux méthaniers, doivent être démantelées ou a minima mises en sécurité. Ces obligations peuvent résulter de réglementations environnementales en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe. L'enjeu le plus important pour le Groupe concerne les infrastructures gazières en France.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et en favorisant les énergies renouvelables ou dites vertes, notamment le biométhane et l'hydrogène. Les différents scénarios qui permettent d'atteindre cette neutralité carbone, notamment le Scénario National Bas Carbone en France ou "l'étude prospective Futurs énergétiques" de RTE, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, conduisent tous à une baisse significative des quantités de gaz consommées. Le Groupe analyse de près cette perspective, notamment dans le cadre de la définition de sa stratégie ainsi que pour l'appréciation de la durée d'utilisation des infrastructures gazières et l'évaluation des provisions pour leur démantèlement.

En conformité avec l'objectif de neutralité carbone à horizon 2050, le scénario de long terme retenu par le Groupe, et qui préside à la mise en œuvre de sa stratégie, est un scénario qui combine électrification raisonnable, soit un peu moins de 50% de la demande finale en 2050, ainsi que développement ambitieux d'une palette diversifiée de gaz verts (biométhane, e-CH_4 synthétisé, ainsi que gaz naturel avec *Carbon-Capture and Storage*, hydrogène pur). Du fait de l'importance de ces gaz verts dans le mix énergétique français envisagé à horizon 2050 et au-delà, les infrastructures gazières resteront très largement nécessaires et seront indispensables pour fournir de la flexibilité au système énergétique. L'adaptation et la reconversion de ces infrastructures aux gaz verts permet d'envisager leur utilisation à un horizon très lointain, ce qui conduit à une valeur actuelle quasi nulle des provisions pour leur démantèlement, hors cas spécifiques des terminaux méthaniers et des sites de stockage non régulés. Les provisions constituées pour le démantèlement des terminaux méthaniers et des sites de stockage à l'arrêt s'élèvent à 402 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 367 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Compte tenu de son horizon et des nombreux paramètres qui le sous-tendent (notamment évolutions des connaissances sur la compatibilité à l'hydrogène des infrastructures gazières, évolutions des politiques publiques françaises et européenne), le Groupe continuera à procéder à une appréciation régulière du scénario de long terme qui permettra d'atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Cette appréciation s'accompagne d'une revue de l'évaluation des provisions pour démantèlement.

20.3.2 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Le Groupe et de son partenaire Mitsui ont annoncé en novembre 2016 la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood, et l'arrêt des opérations d'extraction de charbon dans la mine attenante à partir de fin mars 2017. Le Groupe détient une participation de 72% dans cette ancienne centrale de 1 600 MW avec mine de charbon attenante, consolidée en tant qu'activité conjointe.

Au 31 décembre 2021, la provision en part groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 251 millions d'euros.

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont débuté en 2017, et se sont concentrés sur : la gestion de la contamination du site ; la planification de l'assainissement de son environnement ; la démolition et le démantèlement de l'ensemble des installations industrielles du site, comprenant

la démolition de l'ancienne centrale, le pompage aquatique continu, ainsi que des travaux de terrassement dans la mine, visant à garantir une stabilité du terrain et des parois, en vue de la création d'un lac de mine sur le long terme.

Plusieurs lois et politiques qui ont une incidence directe ou indirecte sur la réhabilitation de la mine et sur les agences qui administrent les lois ont été reformées récemment. Par conséquent, les obligations réglementaires finales sont susceptibles d'être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc d'impacter les provisions.

Le taux moyen d'actualisation retenu pour déterminer le montant de la provision s'élève à 2,04%.

Le montant de la provision comptabilisée représente la meilleure estimation à date du Groupe concernant les coûts de destruction et de réhabilitation qui devront être encourus par la société Hazelwood. Cependant, le montant de cette provision pourrait être ajusté dans le futur afin de tenir compte d'éventuelles évolutions concernant les paramètres clés de l'évaluation.

20.4 Autres risques

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux et des réclamations et risques fiscaux (hors impôts sur les sociétés, en application d'IFRIC 23), ainsi que les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de transport et de réservation de capacité de stockage.

NOTE 21 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

Principes comptables

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant des engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'État s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en "Autres actifs" courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels sont comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode. Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés en résultat.

La charge (produit) d'intérêt nette au titre des régimes à prestations définies est comptabilisée en résultat financier.

21.1 Description des principaux régimes de retraite

21.1.1 Régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France

Depuis le 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale et du Budget.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 ("droits spécifiques passés") ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution ("droits spécifiques passés régulés") est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au groupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financées par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits

spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1er janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres "engagements mutualisés" sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2021, la dette actuarielle "retraite" relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,9 milliards d'euros.

La duration de la dette actuarielle "retraite" relative au régime des IEG est de 23 ans.

21.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Laborelec, et partiellement ENGIE Energy Management et ENGIE CC.

Ces conventions, applicables au personnel "barémisé" engagé avant le 1er juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1er mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension pré-financés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 20% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2021. La duration moyenne de ces régimes est de 11 années.

Le personnel "barémisé" engagé à partir du 1er juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1er mai 1999 ou (ii) ayant opté pour le transfert vers des plans à contributions définies bénéficient aujourd'hui de régimes à cotisations définies. Avant le 1er janvier 2017, la loi imposait une garantie de rendement annuel minimum moyen (3,75% sur les contributions salariales et 3,25% sur les contributions patronales) lors de la liquidation de l'épargne constituée.

La loi sur les pensions complémentaires, votée le 18 décembre 2016, et d'application au 1er janvier 2017, fixe désormais les taux de rendement minimum à garantir en fonction du rendement réel des obligations de l'État belge, dans une fourchette comprise entre 1,75% et 3,25% (les taux sont désormais identiques pour les contributions salariales et patronales). En 2021, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée en 2021 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 38 millions d'euros contre 37 millions d'euros en 2020.

21.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation qui s'applique à la masse salariale et qui est déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées.

C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel. Ces régimes sectoriels regroupent un nombre important d'employeurs, ce qui limite l'impact potentiel du défaut d'une société. En cas de défaut d'une société, les droits acquis sont maintenus dans un compartiment dédié. Ces droits acquis ne sont pas transférés aux autres participants. Des plans de refinancement peuvent être mis en place afin d'assurer l'équilibre des fonds.

Le groupe ENGIE comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2021 au titre de ces régimes multi-employeurs est stable par rapport à 2020 et s'élève à 74 millions d'euros.

21.1.4 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France, Belgique et Pays-Bas concernent :

- le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1er juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent désormais des plans à cotisations définies ;
- le Brésil : ENGIE Brasil Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

21.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

21.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs)

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

- avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie ;
  - les indemnités de fin de carrière ;
  - les congés exceptionnels de fin de carrière ;
  - les indemnités de capital décès.
- avantages à long terme :
  - les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles ;
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité ;
  - les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

21.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé "tarif agent".

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux agents d'ENGIE résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 3,8 milliards d'euros au 31 décembre 2021. La duration de l'engagement est de 24 ans.

21.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

21.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

21.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de l'"allocation transitoire" (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

21.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature, etc.), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté, etc.).

21.3 Plans à prestations définies

21.3.1 Montants présentés dans l'état de la situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de la situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de la situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour les régimes de retraite, avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, actifs de régime, et droits à remboursement comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivantes :

En millions d'euros	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
Au 31 décembre 2020	**(8 941)**	**36**	**188**
Différence de change	(34)	2	(1)
Variations de périmètre et autres	372	(63)	37
Pertes et gains actuariels	1 719	84	-
Charge de l'exercice	(541)	(5)	1
Plafonnement d'actifs	-	-	-
Cotisations/prestations payées	426	19	3
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(6 999)**	**72**	**229**

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de la situation financière au sein des lignes "Autres actifs" non courants et courants.

La charge de l'exercice s'élève à 547 millions d'euros en 2021 (441 millions d'euros en 2020). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 21.3.3 "Composantes de la charge de l'exercice".

La zone euro représente 98% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2021 (contre 98% au 31 décembre 2020).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 4 232 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 6 037 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'"État du résultat global" représentent un gain actuariel de 1 803 millions d'euros en 2021 (contre une perte actuarielle de 1 519 millions d'euros en 2020).

Les variations de périmètre se rapportent, principalement, au classement des activités d'EQUANS en "activités destinées à être cédées".

21.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du groupe ENGIE, leur évolution au cours des exercices concernés ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivants :

		31 déc. 2021				31 déc. 2020			
En millions d'euros		Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total	Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total
A – Variation de la dette actuarielle									
Dette actuarielle début de période		**(9 186)**	**(5 167)**	**(565)**	**(14 919)**	**(8 570)**	**(4 470)**	**(531)**	**(13 572)**
Coût des services rendus de la période		(353)	(88)	(80)	(521)	(303)	(79)	(50)	(432)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle		(85)	(39)	(3)	(126)	(115)	(57)	(5)	(177)
Cotisations versées		(13)	-	-	(13)	(16)	-	-	(16)
Modification de régime		(2)	-	-	(2)	(19)	4	(1)	(16)
Variations de périmètre		1 108	4	58	1 170	-	-	-	-
Réductions/cessations de régimes		13	1	-	13	125	1	1	127
Événements exceptionnels		-	-	-	-	-	-	-	-
Pertes et gains actuariels financiers		869	533	32	1 434	(789)	(678)	(31)	(1 498)
Pertes et gains actuariels démographiques		(230)	2	11	(217)	(56)	8	(6)	(55)
Prestations payées		389	107	47	543	405	104	57	566
Autres (dont écarts de conversion)		(78)	-	(1)	(78)	152	-	2	154
Dette actuarielle fin de période	**A**	**(7 566)**	**(4 649)**	**(499)**	**(12 715)**	**(9 186)**	**(5 167)**	**(565)**	**(14 919)**
B – Variation des actifs de couverture									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période		**6 034**	**-**	**-**	**6 034**	**6 169**	**-**	**-**	**6 169**
Produit d'intérêts des actifs de couverture		58	-	-	58	86	-	-	86
Pertes et gains actuariels financiers		629	-	-	629	(4)	-	-	(4)
Cotisations perçues		198	-	-	198	206	-	-	206
Variations de périmètre		(862)	-	-	(862)	-	-	-	-
Cessations de régimes		(11)	-	-	(11)	9	-	-	9
Prestations payées		(283)	-	-	(283)	(308)	-	-	(308)
Autres (dont écarts de conversion)		81	-	-	81	(124)	-	-	(124)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	**B**	**5 843**	**-**	**-**	**5 843**	**6 034**	**-**	**-**	**6 034**
C – Couverture financière	**A+B**	**(1 723)**	**(4 649)**	**(499)**	**(6 872)**	**(3 153)**	**(5 167)**	**(565)**	**(8 885)**
Plafonnement d'actifs		(55)	-	-	(55)	(21)	-	-	(21)
Engagements nets de retraites						**(3174)**	**(5167)**	**(505)**	**(8 906)**
TOTAL PASSIF		**(1 850)**	**(4 649)**	**(499)**	**(6 999)**	**(3 210)**	**(5 137)**	**(595)**	**(8 941)**
TOTAL ACTIF		**72**	**-**	**-**	**72**	**36**	**-**	**-**	**36**

(1) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite
(2) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi
(3) Médailles du travail et autres avantages à long terme

21.3.3 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2021 et 2020 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Coûts des services rendus de la période	521	432
Pertes et gains actuariels [1]	(43)	37
Modifications de régimes	-	-
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	-	(120)
Événements exceptionnels	-	-
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**479**	**350**
Charge d'intérêts nette	68	91
Total comptabilisé en résultat financier	**68**	**91**
TOTAL	**547**	**441**

(1) Sur avantages à long terme

21.3.4 Politique et stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme au moins égal au taux d'actualisation ou, le cas échéant, aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les stratégies d'investissement sont déterminées par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis *via* une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissements dans le cadre de contrats en unités de compte ou de contrats en euros, dans un cadre de risque et une gestion adaptés à l'horizon long terme des passifs.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total Engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 891)	4 671	(50)	(1 271)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 116)	1 172	(5)	51
Plans non financés	(5 708)	-	-	(5 708)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(12 715)**	**5 843**	**(55)**	**(6 927)**
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 671)	5 192	(21)	(2 500)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(606)	842	-	236
Plans non financés	(6 641)	-	-	(6 641)
Au 31 décembre 2020	**(14 918)**	**6 034**	**(21)**	**(8 905)**

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actions	29	26
Obligations souveraines	21	23
Obligations privées	27	29
Actifs monétaires	3	3
Actifs immobiliers	2	2
Autres actifs	18	16
TOTAL	**100**	**100**

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2021.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 13,4% en 2021.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2021 s'est élevé à environ 10.4% en assurance de groupe et à environ 6,8% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

En %	Europe	Amérique du Nord	Amérique latine	Asie – Océanie	Reste du monde	Total
Actions	55	29	3	8	4	100
Obligations souveraines	76	1	17	2	4	100
Obligations privées	70	19	2	4	4	100
Actifs monétaires	89	-	3	9	-	100
Actifs immobiliers	94	1	4	1	-	100
Autres actifs	68	7	3	22	-	100

21.3.5 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

		Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
		2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Taux d'actualisation	Zone euro	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%
	Zone UK	1,6%	1,6%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
	Zone UK	3,6%	3,2%	-	-	-	-	-	-

21.3.5.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la duration de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 27%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 18%.

21.3.5.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 1%.

Concernant les soins médicaux, une variation de 100 points de base des taux de croissance aurait les impacts suivants :

En millions d'euros	Augmentation de 100 points de base	Diminution de 100 points de base
Effet sur les charges	-	-
Effet sur les engagements de retraite	1	(1)

21.3.6 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2022 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2022, des cotisations de l'ordre de 199 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 121 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

21.4 Plans à cotisations définies

En 2021, le Groupe a comptabilisé une charge de 122 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (contre 248 millions d'euros en 2020). Ces cotisations sont présentées dans les "Charges de personnel" au compte de résultat.

NOTE 22 Paiements fondés sur des actions

Principes comptables

IFRS 2 prescrit de constater en charges de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance marché du Groupe. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

	Charge de la période	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Offres réservées aux salariés (2)	(1)	(1)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance (3)(4)	(47)	(41)
Plans d'autres sociétés du Groupe	-	(4)
TOTAL	**(48)**	**(47)**

(1) *Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")*

(2) *Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays*

(3) *Dont une reprise pour non atteinte des conditions de performance d'un montant de 0,3 million d'euros en 2021 (6 millions d'euros en 2020)*

(4) *Dont une reprise pour non atteinte de conditions de présence d'un montant de 4 millions d'euros en 2021 (5 millions d'euros en 2020)*

22.1 Actions de performance

22.1.1 Nouvelles attributions réalisées en 2021

Plan d'actions de performance ENGIE du 16 décembre 2021

Le Conseil d'Administration du 16 décembre 2021 a approuvé l'attribution de 5 millions d'actions de performance aux cadres et dirigeants du Groupe. Ce plan se décompose en trois tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2025, suivie d'une période d'incessibilité d'un an des titres acquis ;
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2025, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2026, sans période d'incessibilité.

En plus d'une condition de présence dans le Groupe à la date d'acquisition des droits, chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une quadruple condition de performance à l'exception toutefois des 150 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance sont les suivantes :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de six sociétés de référence, évalué pour la période entre décembre 2021 et février 2025, comptant pour 25% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe comparé à ceux d'un panel de six sociétés de référence, évalué pour la période entre le deuxième semestre 2021 et le premier semestre 2024, comptant pour 25% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur le niveau du *Return On Capital Employed* (ROCE) de l'exercice 2024, comptant pour 30% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur des critères extra-financiers en matière d'émission de gaz à effet de serre de la production d'énergie, d'augmentation de la part des capacités renouvelables et d'augmentation de la proportion de femmes dans le management, évalués pour la période entre décembre 2021 et décembre 2024, comptant pour 20% des actions à acquérir.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (15 450 actions attribuées).

22.1.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par ENGIE en 2021.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Coût de financement pour le salarié	Coût d'incessibilité	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
16 décembre 2021	14 mars 2025	14 mars 2026	13,0	0,83	3,7%	0,22	oui	8,79
16 décembre 2021	14 mars 2025	14 mars 2025	13,0	0,83	3,7%	0,22	oui	9,15
16 décembre 2021	14 mars 2025	14 mars 2025	13,0	0,83	3,7%	0,41	non	10,36
16 décembre 2021	14 mars 2026	14 mars 2026	13,0	0,83	3,7%	0,22	oui	8,31
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 16 décembre 2021								**9,28**

22.1.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes attribués aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2. L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture.

En 2020, le Groupe a décidé de corriger au bénéfice des salariés l'effet de la crise du COVID-19 sur les taux de réussite des conditions de performance non marché pour les plans d'actions de performance de décembre 2017 et de décembre 2018, actions en cours d'acquisition, comprenant l'exercice 2020 comme référence. Ces taux de réussite ajustés ont conduit le Groupe à comptabiliser un produit de 6 millions d'euros.

NOTE 23 Transactions avec des parties liées

L'objet de cette Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 24 "Rémunération des dirigeants".

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 4 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

23.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

23.1.1 Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2021 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2020. Il lui confère 3 représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 administrateurs (1 administratrice représentant l'État nommée par arrêté, 2 administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 33,20% des droits de vote théoriques (ou 33,36% des droits de vote exerçables) contre 33,19% à fin décembre 2020.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE ("Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises") a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente ("TRV") de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Energie-Climat ("LEC") promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1er juillet 2023.

23.1.2 Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA, filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

23.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 21 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

NOTE 24 Rémunération des dirigeants

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif compte 11 membres au 31 décembre 2021 (10 membres au 31 décembre 2020).

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Avantages à court terme	22	29
Avantages postérieurs à l'emploi	1	-
Paiements fondés sur des actions	3	2
Indemnités de fin de contrat	7	7
TOTAL	**33**	**38**

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

NOTE 25 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs

Principes comptables

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz "utile", soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz "coussin", indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (voir Note 16 "Immobilisations corporelles" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Le gaz "utile" est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Certains stocks sont utilisés dans le cadre de stratégies de trading et sont comptabilisés à la juste valeur, diminuée des coûts de vente, conformément aux dispositions d'IAS 2. Les variations de juste valeur, diminuée des coûts de vente, sont comptabilisées dans le résultat de la période au cours de laquelle est intervenue la variation.

Droits d'émission de gaz à effet de serre, certificats d'économie d'énergie, certificats verts

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives spécifiquement à la comptabilisation notamment des quotas d'émission de gaz à effet de serre, des certificats d'économie d'énergie et des certificats verts, le groupe a décidé de comptabiliser les certificats en stock à leur valeur d'acquisition ou à leur coût de production. À la clôture de l'exercice, un passif sera reconnu, le cas échéant, en cas d'insuffisance de certificats par rapport à l'obligation de restitution. Lorsqu'il n'est pas couvert par des certificats en stock, ce passif est évalué au prix de marché ou, lorsque c'est applicable, au prix des contrats à terme conclus.

Tax equity

Le groupe ENGIE finance ses projets renouvelables aux États-Unis par le biais de structures dites de "*tax equity*", dans lesquelles une partie des fonds nécessaires est apportée par un "*tax partner*". Celui-ci obtient, jusqu'à un niveau de rendement préétabli, un droit préférentiel essentiellement sur les crédits d'impôts du projet qu'il pourra imputer sur sa propre base taxable.

Les investissements réalisés par le *tax partner* remplissent la définition d'un passif en IFRS. Dans la mesure où le passif de *tax equity* correspondant à ces avantages fiscaux ne donne pas lieu à une sortie de trésorerie pour l'entité projet, ce passif n'est pas représentatif d'une dette financière et est comptabilisé en "autres passifs".

Au-delà de sa désactualisation, le passif évolue essentiellement en fonction des crédits d'impôts alloués au *tax partner* et reconnus en résultat.

25.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2021	Variation du BFR au 31 déc. 2020 (1)
Stocks	(2 349)	(476)
Créances commerciales et autres débiteurs	(11 043)	(55)
Fournisseurs et autres créanciers	10 676	(545)
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	364	(58)
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de trading	(706)	(109)
Autres	680	340
TOTAL	**(2 377)**	**(902)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 "Retraitement de l'information comparative" Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés")

25.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Stocks de gaz naturel, nets	3 079	1 146
Stocks d'uranium (1)	408	530
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	1 526	1 070
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 161	1 395
TOTAL	**6 175**	**4 140**

(1) Des instruments financiers de couverture sont adossés à ces stocks d'uranium et représentent un montant de -9 millions d'euros au 31 décembre 2021

25.3 Autres actifs et autres passifs

	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	478	13 202	(2 341)	(16 752)	396	8 990	(2 004)	(12 545)
Créances/dettes fiscales	*-*	*10 628*	*-*	*(11 316)*	*-*	*6 274*	*-*	*(6 960)*
Créances/dettes sociales	*300*	*18*	*(2)*	*(2 033)*	*222*	*51*	*(6)*	*(2 667)*
Dividendes à payer/à recevoir	*-*	*15*	*-*	*(9)*	*-*	*17*	*-*	*(76)*
Autres	178	2 541	(2 339)	(3 395)	174	2 649	(1 998)	(2 841)

Les autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 96 millions d'euros au 31 décembre 2021 vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires (94 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les autres passifs comprennent 1 229 millions d'euros d'investissements réalisés par des tax partner dans le cadre du financement des projets renouvelables aux États-Unis par *tax equity* (1 123 millions d'euros au 31 décembre 2020).

NOTE 26 Contentieux et enquêtes

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Les principaux contentieux et enquêtes présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de contentieux et d'enquêtes, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les contentieux et enquêtes pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont présentés ci-après.

26.1 Renouvelables

26.1.1 Mexique – Renouvelables

Ces derniers mois, le gouvernement et les autorités publiques mexicaines ont adopté des positions et des mesures législatives et réglementaires qui affectent directement les acteurs privés de l'énergie (en particulier, les producteurs d'énergie renouvelable) et vont à l'encontre de la lettre et de l'esprit des dernières réformes du secteur énergétique mises en place en 2013 et 2014. La constitutionnalité et la légalité de certaines de ces mesures ont été attaquées dans le cadre de poursuites judiciaires lancées par des organismes non gouvernementaux et des investisseurs privés, notamment par les filiales d'ENGIE développant ou exploitant des projets renouvelables dans le pays. Ces procédures sont en cours. Un projet de révision de la Constitution remettant substantiellement en cause le cadre régulatoire applicable au secteur électrique a, par ailleurs, été déposé par le Président mexicain. Celui-ci sera discuté au sein des assemblées parlementaires dans les prochaines semaines.

26.2 Infrastructures

26.2.1 Enquête sur le mécanisme de régulation du stockage de gaz naturel en France

Le 29 février 2020, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une enquête approfondie en matière d'aide d'état sur le dispositif de régulation du stockage mis en place au 1er janvier 2018 pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France. Storengy et Géométhane ont transmis tous les éléments nécessaires à la Commission pour faire valoir leurs analyses. La Commission européenne a clôturé son enquête et a publié un communiqué de presse le 28 juin 2021 annonçant sa décision de compatibilité du dispositif de régulation du stockage avec les règles européennes relatives aux aides d'État. Cette décision sera publiée ultérieurement.

26.3 *Energy Solutions*

26.3.1 Espagne – Púnica

Dans le cadre de l'affaire Púnica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), quinze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même avaient été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est clôturée depuis le 19 juillet 2021 ; le juge d'instruction a demandé le renvoi devant la justice de fond de Cofely España et huit (anciens) collaborateurs. Cofely España a fait appel de cette décision.

26.3.2 Italie – Procédure concurrence

Le 9 mai 2019, une amende de 38 millions d'euros a été infligée conjointement et solidairement à ENGIE Servizi SpA et ENGIE Energy Services International S.A. par l'Autorité de la Concurrence italienne (Autorité) pour certaines prétendues pratiques anticoncurrentielles relatives à l'attribution du marché Consip FM4 2014. Un appel a été interjeté devant le Tribunal Administratif Régional de Lazio (TAR Lazio). Le 18 juillet 2019, le TAR Lazio a suspendu le paiement de l'amende. Le 27 juillet 2020, le TAR Lazio a annulé la décision de l'Autorité tant pour ENGIE Servizi SpA que pour ENGIE Energy Services International SA. Le 17 novembre 2020, l'Autorité a fait appel devant le Conseil d'État italien de la décision du TAR Lazio. La procédure devant le Conseil d'État italien est en cours.

26.3.3 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. À ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

Le règlement de la sentence relative à la concession d'Aguas Provinciales de Santa Fe n'aura plus d'incidences financières pour ENGIE compte tenu de la cession de ses parts dans SUEZ.

26.4 Fourniture d'Énergie

26.4.1 Démarchage

EDF a assigné ENGIE devant le Tribunal de commerce de Nanterre le 20 juillet 2017 concernant de prétendus faits de concurrence déloyale dans le cadre des campagnes de démarchage principalement en porte à porte et réclamait 13,5 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. Le Tribunal de commerce, dans son jugement du 14 décembre 2017 a condamné ENGIE à verser la somme de 150 000 euros à EDF en considérant qu'ENGIE avait commis des actes de concurrence déloyale tout en reconnaissant qu'il n'y avait aucun fait de dénigrement à l'encontre d'EDF et qu'ENGIE avait mis en place un dispositif de formation et de contrôle de ses partenaires.

ENGIE a fait appel du jugement et EDF a formé un appel incident et a réclamé 94,7 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. L'arrêt de la Cour d'appel de Versailles a été rendu le 12 mars 2019 en condamnant ENGIE à verser 1 million d'euros à EDF. En outre, la Cour d'appel a ordonné à ENGIE, sous astreinte provisoire de 10 000 euros par infraction constatée sur une période d'un an, de cesser ou faire cesser tout acte de parasitisme et de dénigrement au préjudice d'EDF.

Le 6 juillet 2020, EDF a demandé au juge de l'exécution du tribunal judiciaire de Nanterre de liquider l'astreinte prononcée par la Cour d'appel de Versailles en demandant le versement d'une somme par ENGIE de 106,89 millions d'euros et le prononcé d'une astreinte définitive de 50 000 d'euros par infraction constatée et pour une durée d'un an. Le juge de l'exécution a rendu sa décision le 11 décembre 2020 au terme de laquelle elle condamne ENGIE à verser la somme de 230 000 d'euros à EDF et prononce une nouvelle astreinte provisoire d'un montant de 15 000 euros par nouvelle infraction constatée, pendant 1 an à compter de la signification du jugement par EDF.

Le 22 décembre 2020, EDF a fait appel de ce jugement du juge de l'exécution devant la Cour d'appel de Versailles. Le 1er juillet 2021, la Cour d'appel de Versailles a rendu sa décision. Elle réduit la condamnation d'ENGIE à 190 000 euros et, considérant qu'ENGIE a démontré avoir pris des mesures susceptibles d'être efficientes et que les difficultés rencontrées tiennent pour l'essentiel au comportement des prestataires/partenaires et démarcheurs, elle annule la nouvelle astreinte provisoire et rejette la demande d'EDF de prononcer une astreinte définitive. EDF a introduit un pourvoi en cassation contre cette décision le 29 juillet 2021.

26.4.2 Commissionnement

S'agissant des prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, a rappelé le principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE, pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. Le législateur a adopté une disposition validant rétroactivement les contrats conclus avec ENEDIS et faisant obstacle à toute demande en réparation des prestations de gestion de clientèle non rémunérées. Le Conseil Constitutionnel a déclaré cette disposition conforme à la Constitution par décision du 19 avril 2019. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est toujours en cours

26.5 Production Thermique

26.5.1 Italie – Vado Ligure

Le 11 mars 2014, le Tribunal de Savone a placé sous séquestre les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre de dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016. Le dossier a été renvoyé au Tribunal de Savone pour traitement au fond ; la procédure de première instance a débuté le 11 décembre 2018 et se poursuivra en 2022.

26.5.2 Brésil – Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

Le 14 décembre 2018, l'Administration fiscale brésilienne a adressé à ENGIE Brasil Energia S.A. des avis de rectification au titre des exercices 2014, 2015 et 2016 estimant que la société était redevable des taxes PIS et COFINS (taxes fédérales sur la valeur ajoutée) sur les remboursements de certains combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant des redressements s'élève à un total de 528 millions de real brésiliens, dont 229 millions de real brésiliens de taxes auxquelles viennent s'ajouter amendes et intérêts.

ENGIE Brasil Energia conteste ces avis de rectification et a introduit des réclamations fiscales en 2019 que l'administration fiscale a toutefois rejetées. Une dernière contestation en phase administrative (avant recours éventuels devant les cours et tribunaux) a été introduite par ENGIE Brasil Energia en janvier 2020.

26.5.3 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière de dépréciation des centrales électriques

L'Administration fiscale néerlandaise rejette la déduction de dépréciation d'actifs enregistrée par ENGIE Energie Nederland NV dans ses déclarations fiscales 2010-2013. Elle conteste tant la période de prise en charge de ces dépréciations que son quantum. Elle a ainsi redressé l'intégralité des dépréciations d'actifs cumulées sur la période soit un montant de 1,9 milliard d'euros. ENGIE conteste la position de l'Administration fiscale dans ses deux composantes et a introduit un recours administratif en novembre 2018 qui a été rejeté en février 2019. Au cours du second semestre 2021, ENGIE et l'administration fiscale se sont mis d'accord sur un montant de 44 millions d'euros mettant fin à ce litige.

26.6 Nucléaire

26.6.1 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 et de Tihange 1 devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. Par arrêt du 12 juin 2018, la Cour d'appel de Bruxelles a rejeté les demandes de Greenpeace. Greenpeace a introduit un pourvoi en cassation. Ce pourvoi a été rejeté par un arrêt de la Cour de cassation du 9 janvier 2020 de sorte que l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 12 juin 2018 est devenu définitif. En ce qui concerne le recours devant la Cour constitutionnelle, celle-ci, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) pour questions préjudicielles. La CJUE, dans son arrêt du 29 juillet 2019, a considéré que la loi belge prolongeant la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 (Loi de Prolongation Doel 1 et 2) a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises mais qu'il est possible de maintenir provisoirement les effets de la loi de prolongation en cas de menace grave et réelle de rupture de l'approvisionnement en électricité et pour la durée strictement nécessaire à une régularisation. Dans son arrêt du 5 mars 2020, la Cour constitutionnelle a annulé la Loi de Prolongation Doel 1 et 2 tout en maintenant ses effets jusqu'à l'adoption par le législateur d'une nouvelle loi précédée des évaluations préalables requises et comprenant une participation du public et une consultation transfrontalière, au plus tard jusqu'au 31 décembre 2022. Le recours devant le Conseil d'État est, par ailleurs, toujours pendant.

Par ailleurs, des collectivités territoriales et des associations agissent également contre l'autorisation de redémarrage de l'unité de Tihange 2. Le 9 novembre 2018, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation intenté par certaines collectivités territoriales allemandes. Une procédure au civil était également en cours devant le tribunal de première instance de Bruxelles. Le 3 septembre 2020, celui-ci a jugé cette action recevable mais non fondée.

26.7 Autres

26.7.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le Tribunal Administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour Administrative d'Appel de Versailles, qui a invalidé le jugement du Tribunal dans un arrêt du 22 décembre 2021. Tout en reconnaissant la nature fiscale de la créance cédée, la Cour ne valide pas l'exonération du prix de cession faute de texte ou de principe en ce sens, et, faute pour la cession d'avoir été autorisée par l'État.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1er février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001, et, le 23 juin 2020, la Cour Administrative d'Appel de Versailles a donné raison à ENGIE eu égard aux demandes de remboursement relatives aux exercices 2002 et 2003 mais a rejeté celle afférente à l'exercice 2004. Compte tenu de la cession des créances de précompte 2002/2003, les sommes seront restituées à l'établissement bancaire cessionnaire. L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'État par les deux parties. Dans le cadre d'une question prioritaire de constitutionnalité, le Conseil d'État a décidé, le 23 octobre 2020, de poser une question préjudicielle à la Cour de Justice de l'Union européenne pour savoir si la Directive 90/435/CE de 1990 fait obstacle au prélèvement du précompte lors de la redistribution, par une société mère, de dividendes reçus de filiales établies dans l'Union européenne.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de Justice de l'Union européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

26.7.2 Luxembourg – Procédure d'aide d'État

Le 19 septembre 2016, la Commission européenne a publié une décision d'ouverture de procédure d'enquête en matière d'aide d'État concernant deux décisions anticipatives confirmatoires conclues avec l'État luxembourgeois, émises en 2008 et 2010, visant deux transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 20 juin 2018, la Commission européenne a adopté une décision finale négative considérant qu'il existe une aide d'État du Luxembourg au profit d'ENGIE. Le 4 septembre 2018, ENGIE a demandé l'annulation de la décision devant les juridictions européennes contestant l'existence d'un avantage sélectif. Cette procédure n'étant pas suspensive, ENGIE a mis une somme de 123 millions d'euros sous séquestre le 22 octobre 2018 au titre de l'une des deux transactions visées, l'autre n'ayant fait l'objet d'aucune matérialisation de l'aide. À l'issue de la procédure devant les juridictions européennes, cette somme sera remise à ENGIE ou à l'État luxembourgeois en fonction de l'annulation ou non de la décision de la Commission. Le 12 mai 2021, le Tribunal a rejeté les recours de l'État luxembourgeois et d'ENGIE confirmant ainsi la position de la Commission européenne relative à l'existence d'une aide d'État accordée aux filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 22 juillet 2021, ENGIE a saisi la Cour de Justice de l'Union européenne pour faire annuler la décision du Tribunal. La procédure est en cours.

26.7.3 Pologne – Procédure concurrence

Le 7 novembre 2019, une amende de 172 millions de zlotys polonais (40 millions d'euros) a été infligée à ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG (EEMHS) pour ne pas avoir répondu à une demande de communication de documents de l'Autorité de la Concurrence polonaise (UOKiK) dans le cadre d'une procédure ouverte par le UOKiK qui suspecte un potentiel défaut de notification de la part d'EEMHS et d'autres investisseurs financiers impliqués dans le financement du gazoduc Nord Stream 2 (procédure principale). EEMHS a interjeté appel devant la Cour de Protection de la Concurrence. La procédure en appel est pendante.

Dans le cadre de la procédure principale, le 6 octobre 2020, le UOKiK a prononcé une amende de 55,5 millions de zlotys polonais (approximativement 12,3 millions d'euros) à l'encontre de EEMHS. Le UOKiK a également ordonné de mettre fin aux accords de financement du projet Nord Stream 2. Le 5 novembre 2020, EEMHS a fait appel de cette décision devant la Cour de Protection de la Concurrence. La procédure d'appel suspend automatiquement l'exécution de l'ensemble des sanctions prononcées par le UOKiK. La procédure en appel est pendante.

26.7.4 Cession de 29,9% du capital de Suez à Veolia

Dans le cadre de la cession par ENGIE à Veolia de 29,9% du capital de Suez le 6 octobre 2020, ENGIE a été appelée dans diverses procédures tant en référé qu'au fond et tant en droit social qu'en droit commercial. Ces procédures mettent en présence au principal Veolia et Suez. Ces procédures ont été engagées par Suez, agissant seule ou conjointement avec ses instances représentatives du personnel. Toutes ces procédures ont été clôturées suite à l'accord intervenu entre Veolia et Suez le 14 mai 2021. ENGIE a agi en toutes circonstances dans son bon droit, n'a violé aucune de ses obligations et la cession à Veolia intervenue, qui est définitive, ne présente aucun vice de forme ou de fond qui pourrait en entacher la validité.

26.7.5 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière de déductibilité d'intérêts

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts (1,1 milliard d'euros) pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées depuis 2000. Suite au rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem. Le 4 octobre 2018, ce dernier a donné raison à l'Administration fiscale. Le 26 octobre 2020, le jugement a été confirmé par la Cour d'appel d'Arnhem. ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que la Cour a commis des erreurs de droit et a mal motivé sa décision tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen et, partant, s'est pourvue en cassation. L'audience est intervenue en juin 2021 et une décision est attendue au cours du 1er semestre 2022.

26.7.6 Prix de transfert du gaz

L'Inspection spéciale des impôts belge a adressé deux avis de rectification du résultat fiscal des exercices 2012 et 2013 pour un montant global de 706 millions d'euros considérant que le prix appliqué à la fourniture de gaz par ENGIE (alors GDF SUEZ) à Electrabel S.A. était excessif. ENGIE et Electrabel S.A. contestent cette rectification et ont sollicité l'ouverture d'une procédure amiable qui a été acceptée par la France et la Belgique en mai 2018. La procédure est en cours entre les deux États sans progrès majeur en 2021.

26.7.7 Italie – Litige fiscal accises gaz et TVA ENGIE ITALIA (ex-GDF SUEZ Energie)

En 2017, l'Administration fiscale italienne a contesté l'exonération d'accises au titre de livraisons de gaz réalisées par ENGIE Italia SpA (ENGIE Italia) auprès de clients industriels italiens au motif qu'elle ne disposait pas d'attestation de ces clients. Elle envisage de la redresser pour une somme totale de 126 millions d'euros (accises, TVA, pénalité et intérêts). ENGIE Italia conteste la légalité de cette formalité tant sur le terrain du droit italien que du droit européen et considère que la sanction est en toute hypothèse disproportionnée par rapport à une obligation formelle.

ENGIE Italia a introduit en 2018 une demande d'annulation de la notification de l'imposition auprès le tribunal de première instance de Perugia.

En octobre 2018, le tribunal de première instance a rejeté la demande d'annulation se contentant d'appliquer un ancien décret ministériel et sans prendre en compte les arguments de droit d'ENGIE Italia.

ENGIE Italia a interjeté appel du jugement en novembre 2018 et la Cour d'appel lui a donné raison en novembre 2019 au motif que les justificatifs exigés par l'Administration fiscale n'étaient pas légaux et que cette dernière devait prendre en compte la situation factuelle du contribuable pour déterminer l'assujettissement aux accises. En 2020, l'administration fiscale a renvoyé l'affaire devant la Cour de cassation. En août 2021, un accord avec l'administration fiscale italienne a été formalisé conduisant au paiement d'un montant de 3,2 millions d'euros relatif aux accises. Des discussions restent en cours pour finaliser les enjeux TVA et de taxe régionale sur accises.

NOTE 27 Événements postérieurs à la clôture

Cession de la participation résiduelle du Groupe dans la société SUEZ

Le 18 janvier 2022, le Groupe a apporté sa participation résiduelle dans SUEZ, soit 1,8%, à l'offre publique d'achat initiée par le Groupe VEOLIA. Cette opération n'aura pas d'impact sur le résultat 2022 du Groupe du fait de la valorisation de cette participation à sa juste valeur au 31 décembre 2021. Cette opération viendra réduire à hauteur de 227 millions d'euros la dette nette du Groupe en 2022.

NOTE 28 Honoraires des commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité des marchés financiers, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 14 mai 2020 a décidé de renouveler le mandat de Commissaire aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2020 à 2025.

	Deloitte			EY			
En millions d'euros	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	Total
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	**6,8**	**8,5**	**15,4**	**6,7**	**11,7**	**18,4**	**33,8**
• ENGIE SA	2,8	-	2,8	3,5	-	3,5	6,3
• Entités contrôlées	4,1	8,5	12,6	3,2	11,7	14,9	27,5
Services autres que la certification des comptes	**0,6**	**8,2**	**8,7**	**1,0**	**0,7**	**1,7**	**10,4**
• **ENGIE SA**	**0,5**	**7,5**	**8,0**	**0,8**	**0,0**	**0,8**	**8,8**
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	*0,3*	-	*0,3*	*0,3*	-	*0,3*	*0,6*
Dont autres missions d'audit	*0,2*	-	*0,2*	*0,4*	-	*0,4*	*0,6*
Dont missions de revue de contrôle interne	-	-	-	-	-	-	-
Dont services de due diligence	-	*7,5*	*7,5*	*0,1*	-	*0,1*	*7,6*
Dont missions fiscales	-	-	-	-	*0,0*	*0,0*	*0,0*
• **Entités contrôlées**	**0,1**	**0,7**	**0,7**	**0,2**	**0,7**	**0,8**	**1,6**
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	-	*0,3*	*0,3*	*0,1*	*0,2*	*0,3*	*0,6*
Dont autres missions d'audit	*0,1*	*0,1*	*0,1*	*0,0*	*0,3*	*0,3*	*0,4*
Dont missions de revue de contrôle interne	-	*0,1*	*0,1*	-	-	-	*0,1*
Dont services de due diligence	-	-	-	-	-	-	-
Dont missions fiscales	-	*0,3*	*0,3*	-	*0,2*	*0,2*	*0,5*
TOTAL	**7,4**	**16,7**	**24,1**	**7,7**	**12,4**	**20,1**	**44,2**

NOTE 29 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités des secteurs reportables Reste de l'Europe et Autres ne publient pas de comptes annuels en application des dispositions internes de droit luxembourgeois (article 70 de la loi du 19 décembre 2002) et néerlandais (article 403 du Code civil) relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit notamment de : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE United Consumers Energie BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2020

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée Générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2021, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie "Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés" du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le Code de commerce et par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2021 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

La crise mondiale liée à la pandémie de Covid-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles

Notes 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement", 10.1 "Pertes de valeur", 14 "Goodwill", 15 "Immobilisations Incorporelles" et 16 "Immobilisations Corporelles"

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2021, la valeur nette des *goodwill*, des immobilisations incorporelles et corporelles s'élève à un montant global de 70,7 milliards d'euros (après comptabilisation d'une perte de valeur de 1 milliard d'euros en 2021), soit 31,4% du total bilan, et se répartit comme suit :

- *Goodwill* : 12,8 milliards d'euros ;
- Immobilisations incorporelles : 6,8 milliards d'euros ;
- Immobilisations corporelles 51,1 milliards d'euros.

A la suite de la mise en place de sa nouvelle organisation, à compter du 1er février 2021, votre Groupe considère que les activités sous-jacentes aux Global Business Units (GBU) constituent les secteurs opérationnels au sens de la norme *IFRS 8 "Secteurs opérationnels"* et représentent ainsi le niveau le plus fin auquel les goodwill sont suivis pour les besoins de gestion interne. Votre Groupe a procédé, en conséquence, à une réallocation des *goodwill* des anciennes Business Units géographiques vers les activités sous-jacentes aux GBU, conformément aux dispositions de la norme *IAS 36 "Dépréciations d'actifs"*.

Ainsi, au 31 décembre 2021, les *goodwill* se répartissent comme suit entre les différents secteurs opérationnels :

- Infrastructures : 5,3 milliards d'euros ;
- Renouvelables : 2,2 milliards d'euros ;
- Fourniture d'énergie : 1,8 milliards d'euros ;
- Energy Solutions : 1,3 milliards d'euros ;
- Thermique : 1,1 milliards d'euros ; et
- Nucléaire : 0,8 milliard d'euros ;
- Autres : 0,3 milliard d'euros.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels votre Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable correspond, dans la plupart des cas, à la valeur d'utilité déterminée à partir :

- des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2022 et du plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 approuvés par le Comité Exécutif de votre Groupe et par votre Conseil d'Administration ; et
- au-delà de cette période : (i) d'une extrapolation des flux de trésorerie établie à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, taux de change, taux de croissance), (ii) de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, (iii) des projections à long terme des prix du CO_2 qui tiennent compte des objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "Pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019 et en juillet 2021, ainsi que (iv) de projections de prix issues du scénario de référence établi par votre Groupe pour la période 2025-2040 et approuvé par le Comité Exécutif.

Ces valeurs recouvrables reposent sur des hypothèses clés, présentées dans la note 14.4 de l'annexe aux comptes consolidés, relatives aux perspectives de marché et à l'évolution éventuelle du cadre régulatoire dont toute modification pourrait avoir une incidence significative sur le montant des pertes de valeur à comptabiliser.

En ce qui concerne les *goodwill* pour lesquels nous considérions que le risque de perte de valeur était le plus important, les évaluations reposent en particulier sur les hypothèses structurantes suivantes :

- s'agissant de l'activité Nucléaire : les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution de la demande et des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que du cadre régulatoire, votre Groupe considérant en particulier (i) un arrêt progressif, d'ici 2025, de l'ensemble des unités en Belgique et (ii) la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France au-delà des durées d'exploitation actuelles ;

Notre réponse

Dans le cadre des diligences mises en œuvre, nous avons examiné les conditions dans lesquelles les Unités Génératrices de Trésorerie ont été définies ainsi que les principes et les modalités d'allocation des *goodwill* aux activités sous-jacentes aux nouvelles GBU.

Nous avons apprécié les dispositifs de votre Groupe visant à identifier les indices de pertes de valeur ou de reprise de pertes de valeur ainsi que les procédures d'approbation des estimations par la Direction.

Nous avons examiné les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et contrôlé les calculs effectués par votre Groupe avec le support de nos spécialistes en évaluation.

Nos travaux sur les valeurs d'utilité ont principalement porté sur :

- les hypothèses du scénario de référence à long terme de votre Groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO_2, du charbon et du pétrole, inflation) dont nous avons apprécié la cohérence avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ;
- les hypothèses opérationnelles et régulatoires retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie dont nous avons apprécié la cohérence au regard notamment des conditions d'exploitation des actifs et de leur performance intrinsèque ainsi que des règlementations applicables à date et de leurs évolutions prévues ;
- les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels pour lesquels nous avons apprécié :
  - la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence de votre Groupe ;
  - la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ;
- les taux d'actualisation dont nous avons examiné les modalités de détermination et la cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, en faisant appel à des spécialistes internes en évaluation ;
- la pertinence des analyses de sensibilité de la Direction aux principales hypothèses de prix, opérationnelles et régulatoires;

S'agissant des actifs pour lesquels une décision de cession a été prise par votre Groupe, nous avons estimé le caractère hautement probable de cette dernière, les éléments considérés pour évaluer la valeur recouvrable ainsi que les modalités de classification conformément aux dispositions de la norme *IFRS 5 "Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"*.

Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les Notes 1.3, 10.1, 14.4, 15 et 16 de l'annexe aux comptes consolidés, en particulier les éléments se rapportant aux analyses de sensibilités réalisées par votre Groupe.

Point clé de l'audit	Notre réponse
• s'agissant de l'activité Renouvelables : le renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution des prix de l'électricité au-delà de l'horizon liquide. La valeur recouvrable des actifs pour lesquels une décision de cession est prise est, quant à elle, déterminée sur la base de leur valeur de marché diminuée des coûts de cession. Nous avons considéré l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles comme un point clé de l'audit en raison (i) de l'importance significative de ces éléments dans les comptes de votre Groupe, (ii) de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macroéconomiques, sectorielles et financières retenues ainsi que (iii) du jugement et des estimations qu'elles induisent de la part de la Direction, dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.	

Evaluation des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et pour le démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique

Notes 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement", 20 "Provisions" et 20.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire"

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre Groupe assume des obligations relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires exploitées en Belgique. En application de la loi Belge du 11 avril 2003, la gestion des provisions correspondantes est confiée à Synatom, société détenue par votre Groupe, qui soumet, tous les trois ans à l'approbation de la Commission des provisions nucléaires (CPN), un dossier technique et financier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. La CPN s'appuie, notamment, sur l'avis émis par l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) qui revoie l'ensemble des caractéristiques et paramètres techniques de ce dossier. Au 31 décembre 2021, ces provisions nucléaires de moyen et long terme s'élèvent respectivement à 8 milliards d'euros pour la gestion du combustible nucléaire irradié et à 6,3 milliards d'euros pour le démantèlement des centrales nucléaires. Ces provisions sont estimées à partir du cadre légal et contractuel actuel et sur la base de l'avis rendu par la CPN le 12 décembre 2019 dans le cadre de la révision triennale prévue par les dispositions légales et réglementaires. Dans l'hypothèse où des évolutions susceptibles de modifier de façon significative les paramètres retenus (le scénario industriel, l'estimation des coûts ou le calendrier) sont constatées entre deux évaluations triennales, la Commission peut réviser son avis et votre Groupe en tirer, le cas échéant, les conséquences en résultat de période. Nous avons considéré l'évaluation de ces provisions comme un point clé de l'audit en raison du caractère significatif de leurs montants respectifs et de leur sensibilité aux scénarios industriels retenus ainsi qu'aux estimations de coûts associées, tels que notamment : • s'agissant des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire : les décisions qui seront finalement prises par le gouvernement belge sur (i) le scénario de gestion du combustible irradié (retraitement d'une partie du combustible irradié ou évacuation directe, sans retraitement préalable) et (ii) la solution de gestion des déchets à long terme (en dépôt géologique profond ou en entreposage de longue durée en surface) ; • s'agissant des provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaires : l'approbation ou non par les autorités de sûreté nucléaire du plan de démantèlement retenu et de son calendrier. Cette évaluation est également sensible aux hypothèses macroéconomiques appliquées (taux d'inflation et d'actualisation).	A l'issue de la dernière révision triennale des provisions intervenue en 2019, nous avons (i) examiné les conclusions, observations et recommandations formulées dans les avis de l'ONDRAF et de la CPN, (ii) contrôlé les bases sur lesquelles les provisions avaient été évaluées et (iii) apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses techniques et aux scénarios industriels, notamment pour la gestion du combustible irradié, ainsi qu'aux hypothèses de coûts, d'échéancier des opérations, de taux d'inflation et d'actualisation appliqués aux flux de trésorerie. Compte tenu de l'absence de révision triennale ou d'évolutions susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier à fin 2021, et étant donné les procédures d'audit déjà menées lors de la dernière révision triennale des provisions au titre de l'exercice 2019, nos diligences ont principalement consisté à apprécier : • la cohérence des scénarios industriels au regard des décisions prises ou des actions envisagées par votre Groupe ou par les autorités ainsi que la concordance avec ces hypothèses des prévisions de coûts par nature et des échéanciers de décaissements ; • la cohérence du taux d'actualisation avec les hypothèses de marché sous-jacentes. Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les Notes 1.3, 20 et 20.2 de l'annexe aux comptes consolidés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses clés.

Principales estimations et jugements portant sur le chiffre d'affaires

Notes 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement", 8.1 "Chiffre d'affaires" et 8.2.1 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats"

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre Groupe procède à des estimations et fait usage de jugements notamment pour la comptabilisation (i) des ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") et, dans le cas spécifique de l'exercice clos le 31 décembre 2021, (ii) des ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire". **Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") :** L'évaluation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz se rapportant aux segments de clientèle ne faisant l'objet d'une relève de compteurs qu'en cours d'exercice comptable constitue, en date de clôture annuelle, une estimation significative. En effet, les données de relève par compteur étant transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage par rapport à la date de livraison effective, votre Groupe est amené à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2021, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 4,6 milliards d'euros et concernent principalement la France et la Belgique. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par votre Groupe. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au prix moyen de l'énergie, lequel tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. **Compensation relative aux ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire"** La forte volatilité observée sur les marchés de l'énergie et l'augmentation significative des prix du gaz naturel en résultant a conduit le Gouvernement français à plafonner, à partir du 1er novembre 2021 et temporairement jusqu'au 30 juin 2022 au travers du dispositif du "bouclier tarifaire" introduit par la loi de finances pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021), les tarifs réglementés de vente de gaz au niveau de ceux du 1er octobre 2021. Les pertes de recettes supportées par ENGIE à compter du 1er novembre 2021 constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation au travers d'une garantie irrévocable donnée par l'État français. Dans ce contexte, votre Groupe a exercé son jugement afin de déterminer les modalités de comptabilisation de la compensation à recevoir à ce titre, dont le montant est estimé à environ 248 millions d'euros au 31 décembre 2021. Compte tenu des montants en jeu, de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses retenues de volumes et de prix moyens de l'énergie, et des jugements exercés, nous avons considéré (i) l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires réalisé et non relevé ainsi que (ii) la compensation à recevoir en date de clôture au titre du dispositif de bouclier tarifaire comme un point clé de l'audit.	**Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur")** Les diligences mises en œuvre sur l'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé, en France et en Belgique notamment, ont principalement consisté à : • prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables sur l'énergie en compteur ; • évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit. Nous avons également : • comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par votre Groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • examiné que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés sur la période prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; • analysé la cohérence des volumes engagés dans les opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) avec les ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux ; • apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture. **Compensation relative aux ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire"** Concernant les impacts résultant de la mise en œuvre du mécanisme de bouclier tarifaire en France, nos diligences ont principalement consisté à : • examiner le décret gouvernemental du 23 octobre 2021 et les dispositions législatives votées dans le cadre de la loi de finances 2022 ; • analyser les conséquences financières tirées par votre Groupe de l'application des différentes dispositions encadrant le bouclier tarifaire, ainsi que l'évaluation du manque à gagner pour la période du 1er novembre 2021 au 31 décembre 2021 ; • apprécier le traitement comptable et les modalités de présentation du produit à reconnaître au sein du compte de résultat et de la créance afférente au 31 décembre 2021. Nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les Notes 1.3, 8.1 et 8.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations données dans le rapport sur la gestion du groupe du conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra financière prévue par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce figure dans le rapport sur la gestion du groupe, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article L. 823-10 de ce Code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier, établis sous la responsabilité de la Direction Générale. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre Assemblée Générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES et du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 2021, nos cabinets étaient dans la quatorzième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceuxci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;-
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;

- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;-
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022
Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Patrick E. Suissa	Nadia Laadouli	Charles-Emmanuel Chosson	Guillaume Rouger

6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2021

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan

Actif

			31 déc. 2021			31 déc. 2020
En millions d'euros		Notes	Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
Actif immobilisé						
Immobilisations incorporelles		3	**2 201**	**1 645**	**555**	**587**
Immobilisations corporelles		3	**949**	**561**	**388**	**370**
Immobilisations financières		4				
Titres de participation			74 679	11 319	63 361	60 324
Autres immobilisations financières			180	71	109	356
Total actif immobilisé	I		**78 009**	**13 596**	**64 413**	**61 637**
Actif circulant						
Stocks et en-cours		5				
Gaz			1 168	-	1 168	440
Certificats d'économie d'énergie			435	-	435	280
Autres stocks et en-cours			541	-	541	450
Avances et acomptes versés sur commandes			**147**	**-**	**147**	**73**
Créances d'exploitation		6				
Créances clients et comptes rattachés			12 260	389	11 871	3 951
Autres créances			651	-	651	655
Créances diverses						
Comptes courants des filiales			7 533	-	7 533	8 135
Autres créances			7 555	1	7 554	3 125
Valeurs mobilières de placement		7	**3 509**	**1**	**3 508**	**3 261**
Disponibilités			**191**	**-**	**191**	**219**
Total actif circulant	II		**33 991**	**391**	**33 600**	**20 590**
Comptes de régularisation	III	8	**5 673**	**-**	**5 673**	**1 771**
Écarts de conversion – actif	IV	8	**272**	**-**	**272**	**304**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À IV)**		**117 944**	**13 987**	**103 958**	**84 302**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations

Passif

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Fonds propres			
Capitaux propres	9		
Capital social		2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion		26 058	31 291
Écarts de réévaluation		39	39
Réserve légale		244	244
Autres réserves		8	-
Report à nouveau		(90)	-
Résultat net de l'exercice		1 780	(3 928)
Acompte sur dividende		-	-
Provisions réglementées et subventions d'investissement	10.2	735	621
Total capitaux propres	I	**31 211**	**30 702**
Autres fonds propres	II	**1**	**1**
Total fonds propres	I + II	**31 212**	**30 703**
Provisions pour risques et charges	III 10.1	**2 968**	**3 151**
Dettes	11		
Dettes financières	11		
Emprunts		33 015	31 924
Dettes rattachées à des participations		4 850	4 350
Comptes courants des filiales		1 150	1 377
Autres		346	507
Total dettes financières	IV	**39 361**	**38 158**
Passif circulant			
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours		6	6
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		13 976	6 231
Dettes fiscales et sociales		1 661	1 188
Autres dettes		9 176	2 285
Total passif circulant	V	**24 819**	**9 710**
Total dettes	IV+V	**64 180**	**47 868**
Comptes de régularisation	VI 12	**5 354**	**2 242**
Écarts de conversion – passif	VII 12	**244**	**339**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À VI)**	**103 958**	**84 302**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Ventes d'énergie		32 046	16 015
Autre production vendue		4 178	3 257
Chiffre d'affaires	**13.1**	**36 224**	**19 272**
Variation de la production stockée		-	-
Production immobilisée		18	15
Production		**36 242**	**19 287**
Achats d'énergie et variation des stocks		(29 165)	(12 125)
Autres achats et charges externes		(7 383)	(7 192)
Valeur ajoutée		**(305)**	**(29)**
Subventions reçues		355	87
Impôts et taxes		(146)	(102)
Charges de personnel	13.2	(507)	(522)
Excédent brut d'exploitation		**(603)**	**(567)**
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations		(175)	(257)
Dotations nettes aux provisions	13.3	158	(642)
Transfert de charges		2	10
Autres charges		(227)	(185)
Résultat d'exploitation		**(846)**	**(1 640)**
Résultat financier	**14**	**381**	**1 440**
Résultat courant		**(465)**	**(200)**
Résultat exceptionnel	**15**	**1 771**	**(4 260)**
Impôt sur les sociétés	**16.2**	**474**	**532**
RÉSULTAT NET		**1 780**	**(3 928)**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31 déc. 2021	31 déc. 2020
Capacité d'autofinancement de l'exercice	**1**	**123**	**1 223**
Variation des stocks		969	268
Variation des créances clients (nettes des clients créditeurs)		7 899	225
Variation des dettes fournisseurs		(7 745)	177
Variation des autres postes		(2 006)	632
Variation du besoin en fonds de roulement	**2**	**(882)**	**1 302**
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	**(1-2) = I**	**1 005**	**(79)**
Immobilisations incorporelles et corporelles		250	241
Immobilisations financières		3 199	710
Variation des dettes d'investissement		-	-
Investissements	**1**	**3 449**	**950**
Contributions de tiers		3	5
Produits des cessions d'éléments d'actif		1 531	3 545
Réduction des immobilisations financières		738	8
Ressources	**2**	**2 273**	**3 557**
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	**(1-2) = II**	**1 176**	**(2 607)**
DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	**(I-II) = III**	**(171)**	**2 528**
Augmentation et diminution de capital	**1**	**-**	**-**
Dividende et acompte sur dividende versés aux actionnaires	**2**	**(1 296)**	**-**
Emprunts obligataires		2 541	4 100
Emprunts Groupe		4 001	1 000
Crédits à moyen et court terme et autres emprunts		2 414	1 763
Appel au marché financier	**3**	**8 956**	**6 863**
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(7 624)	(8 010)
Remboursements	**4**	**(7 624)**	**(8 010)**
FINANCEMENT	**(1+2+3+4) = IV**	**36**	**(1 147)**
VARIATION DE LA TRÉSORERIE	**(III+IV) = V**	**(135)**	**1 381**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations

6.4.2 Notes aux comptes sociaux

NOTE 1	Règles et méthodes comptables	352
NOTE 2	Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices	357
NOTE 3	Immobilisations incorporelles et corporelles	358
NOTE 4	Immobilisations financières	360
NOTE 5	Stocks et en-cours	363
NOTE 6	Créances	364
NOTE 7	Valeurs mobilières de placement	365
NOTE 8	Comptes de régularisation et écarts de conversion actif	365
NOTE 9	Capitaux propres	366
NOTE 10	Provisions	367
NOTE 11	Dettes financières	369
NOTE 12	Comptes de régularisation et écarts de conversion passif	373
NOTE 13	Résultat d'exploitation	373
NOTE 14	Résultat financier	374
NOTE 15	Résultat exceptionnel	375
NOTE 16	Situation fiscale	375
NOTE 17	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)	376
NOTE 18	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel	384
NOTE 19	Litiges	389
NOTE 20	Éléments relatifs aux parties liées	390
NOTE 21	Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif	391
NOTE 22	Événements postérieurs à la clôture	391

NOTE 1 Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2021 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan Comptable Général (PCG), issu des règlements ANC n° 2014 03 mis à jour de l'ensemble du règlement l'ayant modifié par la suite, ainsi que les recommandations publiées par l'ANC :

- recommandations et observations relatives à la prise en compte des conséquences de l'événement Covid-19 dans les comptes et situations établis à compter du 1er janvier 2020, version mise à jour de juillet 2021 (voir Note 6 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") ;
- recommandation 2013-02, relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et avantages similaires pour les comptes annuels, modifiée le 5 novembre 2021. La modification introduit l'option d'une nouvelle méthodologie de calcul de certains engagements. L'entreprise applique cette nouvelle méthodologie de calcul pour l'évaluation de ces engagements hors bilan (voir Note 18 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

Les opérations financières relatives aux participations, aux titres et aux créances rattachées à des participations, notamment les dotations ou reprises de dépréciation, sont inscrites en résultat exceptionnel et non en résultat financier. ENGIE SA considère en application de l'article 121-3 du PCG que cette classification dérogatoire donne une image plus fidèle du compte de résultat car elle permet de regrouper avec les plus ou moins-values de cession, dans les éléments exceptionnels, tous les éléments de résultat afférents aux participations.

Utilisation d'estimations et du jugement

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la forte volatilité des marchés des matières premières, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers et l'appréciation du risque de contreparties et de liquidité. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont également été pris en considération par ENGIE SA dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz, en hausse sensible sur le second semestre 2021.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, ENGIE SA révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par ENGIE SA pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation des titres de participation (voir Note 4 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des titres de participation. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre régulatoire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à comptabiliser des pertes de valeur ou à modifier celles déjà comptabilisées ;
- la valorisation des instruments financiers (voir Note 17 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, ENGIE SA utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

  Les instruments financiers dérivés utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

  Les variations de valeur de ces instruments ne remplissant pas les critères de couverture sont comptabilisées au bilan. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, laquelle est évaluée sur la base d'ensembles homogènes ayant un sous-jacent équivalent, que ces instruments soient négociés de gré à gré ou sur un marché organisé.

  Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

  En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

  ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

  Les primes d'option sont étalées en résultat sur la durée de la couverture. Le déport/report des opérations de change à terme est comptabilisé en résultat dans la valeur d'entrée de l'élément couvert ;
- l'énergie en compteur (voir Note 6 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés et non facturés, sont déterminées sur la base de modèles mathématiques intégrant la consommation estimée des clients et une estimation des prix de vente. Le montant ainsi déterminé de l'énergie en compteur à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix retenues (voir paragraphe *Créances d'exploitation* ci-après) ;
- l'évaluation des provisions pour risques et charges (voir Note 10 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  L'évaluation des provisions pour risques et charges repose sur des hypothèses dont la modification pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;
- l'évaluation des engagements de retraite et autres engagements envers le personnel hors bilan (voir Note 18 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux") :

  L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Toute modification dans les hypothèses retenues par ENGIE SA pourrait avoir un impact significatif sur l'évaluation des engagements.

Immobilisations incorporelles

Ce poste comprend pour l'essentiel les valeurs d'achat ou de production des logiciels, amortis sur leur durée d'utilité.

La durée d'utilité des logiciels retenue pour le calcul de l'amortissement est généralement comprise entre cinq et sept ans.

Les autres frais de développement sont immobilisés s'ils satisfont des conditions précises, notamment la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs.

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût réel d'achat ou de production, y compris les frais accessoires, à l'exception de celles acquises antérieurement au 31 décembre 1976 qui figurent pour leur valeur réévaluée à cette date.

L'essentiel des immobilisations corporelles est amorti selon le mode linéaire.

Les durées d'amortissement sont fondées sur les durées d'utilité déterminées en fonction de l'utilisation attendue des actifs. Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes :

- Constructions : de 20 à 60 ans ;
- Autres immobilisations : de 3 à 15 ans.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif sont comptabilisés en charges et étalés sur la période de financement.

Composants

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, l'actif est comptabilisé globalement. Si, dès l'origine, un ou plusieurs éléments ont chacun des durées d'utilité différentes, chaque élément est comptabilisé séparément et fait l'objet d'un plan d'amortissement propre.

Immobilisations financières

Titres de participation

Ils représentent des investissements durables qui permettent d'assurer le contrôle de la société émettrice, d'y exercer une influence notable, ou d'établir avec la société émettrice des relations d'affaires.

Les nouveaux titres acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés.

En ce qui concerne les titres pour lesquels ENGIE SA s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable à sa valeur d'utilité si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, à la valeur de rendement laquelle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (selon les méthodes *discounted cash flow* – DCF – ou *dividend discount model* – DDM) et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.

En ce qui concerne les titres pour lesquels une décision de cession a été prise, la valeur comptable des titres concernés est ramenée à leur valeur de cession estimée si celle-ci est inférieure. Dans le cas de négociations en cours, la valeur comptable des titres concernés est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite.

Mali technique

Le mali technique de fusion est rattaché comptablement à ses actifs sous-jacents, en l'occurrence les titres de participation.

Chaque quote-part du mali affectée à un actif sous-jacent subit une dépréciation lorsque la valeur actuelle de cet actif devient inférieure à sa valeur nette comptable, majorée de la quote-part de mali qui lui est affectée. La dépréciation est imputée en priorité sur la quote-part du mali technique.

La cession des actifs sous-jacents entraîne la reprise par le compte de résultat de la quote-part du mali attachée aux actifs cédés.

Créances rattachées à des participations

Il s'agit de prêts octroyés à des entreprises dans lesquelles ENGIE SA détient une participation.

Les créances rattachées sont comptabilisées à leur valeur nominale. En liaison avec l'évaluation des titres de participation, une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur d'utilité de ces créances devient inférieure à leur valeur nominale.

Des provisions pour risques peuvent être constituées si la Société estime son engagement supérieur aux actifs détenus.

Autres immobilisations financières

Les titres autres que les participations, qu'ENGIE SA a l'intention de conserver durablement, mais qui ne correspondent pas aux critères définis pour les titres de participation, figurent essentiellement dans ce compte.

Une dépréciation est éventuellement constituée selon les critères décrits ci-dessus pour les titres de participation.

Contrat de liquidité et actions propres

ENGIE SA a signé un contrat de liquidité avec un prestataire de service d'investissement, lui déléguant un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, dans le but d'assurer la liquidité et d'animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles.

Les sommes versées à ce prestataire sont inscrites en "autres titres immobilisés". Les actions sont dépréciées lorsque le cours moyen du mois de clôture est inférieur à leur valeur comptable.

Stocks

Gaz naturel

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains est porté en stocks. Il est valorisé au coût moyen d'achat intégrant le coût de transport à l'étranger et en France jusqu'en entrée des stockages, y compris le coût de regazéification du gaz naturel liquéfié, toutes origines confondues. Les sorties sont valorisées mensuellement selon la méthode du coût moyen unitaire pondéré (CMUP).

Une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager pour la distribution, est inférieure au coût moyen pondéré.

Certificats d'Économie d'Énergie (CEE)

ENGIE SA applique les dispositions du PCG relative au traitement comptable des CEE relevant du modèle "économie d'énergie".

Les ventes d'énergie génèrent une obligation d'économie d'énergie laquelle est éteinte par :

- l'achat des certificats ; ou
- l'obtention des certificats par la réalisation de travaux donnant lieu à des économies d'énergie ; ou
- le versement au Trésor public de pénalités prévues à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie.

Les certificats d'économie d'énergie sont comptabilisés comme suit :

- entrées en stocks : les certificats sont enregistrés à leur coût d'acquisition ou de production s'agissant des certificats obtenus de l'État français en contrepartie de la réalisation de dépenses d'économie d'énergie. Les certificats acquis à leur coût d'acquisition sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré ;
- sorties de stocks : les sorties de certificats sont évaluées selon la méthode du coût moyen unitaire pondéré, sont réalisées au fur et à mesure des ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie ou le cas échéant, lors de cessions (les résultats de cessions relevant du résultat d'exploitation).

À la clôture, les comptes présentent une position nette :

- un actif (stocks) est comptabilisé si les obligations d'économies d'énergie sont inférieures à la réalisation d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économie d'énergie. Il sera consommé ultérieurement par la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie, ou par des cessions ;
- un passif est comptabilisé si les obligations d'économie d'énergie sont supérieures à la réalisation d'économie d'énergie et représente le coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il sera éteint ultérieurement par l'achat de certificats ou par la réalisation de dépenses d'économie d'énergie permettant l'obtention de certificats.

Mécanisme de rémunération de capacités (CRM)

Le mécanisme de capacité introduit par la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) du 7 décembre 2010 est effectif depuis le 1er janvier 2017. Il vise à garantir durablement la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, en assurant sur le long terme l'équilibre entre production et consommation.

Pour chaque année civile :

- les fournisseurs d'électricité sont obligés de détenir des garanties de capacité à hauteur de la consommation à la pointe de leur portefeuille de clients ;
- les exploitants de capacité, de production et d'effacement s'engagent sur un certain niveau de disponibilité lors des pointes hivernales et perçoivent en contrepartie des garanties de capacité ;
- les transactions relatives aux garanties de capacité s'exercent sur le marché des garanties de capacité géré par Epex Spot (enchères) ou dans le cadre de contrats de gré à gré.

Conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 28 février 2019, le prix de référence des écarts en capacité (PREC) correspond, depuis l'année de livraison 2020, au prix de la dernière enchère intervenue pour une année de livraison donnée avant qu'elle ne débute.

La dixième enchère d'échanges de garanties de capacité de l'année 2022, organisée par Epex Spot, est intervenue le 9 décembre 2021 : le PREC pour l'année 2022 s'établit à 23 900 euros/MW.

ENGIE SA commercialise auprès d'une partie de sa clientèle des offres d'effacement indissociables de l'offre de fournitures d'électricité et est par ailleurs un obligé en tant que fournisseur d'électricité.

En l'absence de règlement spécifique de l'ANC, ENGIE SA applique aux garanties de capacité les dispositions du PCG relatives aux stocks d'exploitation de certificats d'économie d'énergie – modèle "économie d'énergie" :

- les entrées en stock sont valorisées selon les coûts exposés au titre de la période considérée pour l'acquisition ou l'obtention de garanties, conduisant à la détermination d'un coût moyen unitaire pondéré (CMUP) du stock ;
- au moment de leur restitution, les sorties de stock de garanties sont valorisées au coût moyen pondéré.

Créances d'exploitation

Les comptes clients regroupent toutes les créances liées à la vente des biens et les créances rattachées au cycle d'exploitation.

Énergie livrée non facturée

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non. Cela concerne les clients non facturés mensuellement (clientèle domestique principalement) ainsi que ceux dont la période de facturation ne correspond pas à la période de consommation du mois.

Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés, et non facturés dits "énergie en compteur" sont déterminées sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par le Groupe. Elles sont valorisées au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteur. L'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

Les clients, principalement la clientèle domestique, peuvent, par ailleurs, opter pour la mensualisation de leur règlement. Dans ce cas, une avance mensuelle est encaissée par l'entreprise, et une facture est émise à la date anniversaire du contrat donnant lieu, à cette date, au règlement (ou remboursement) de la différence entre le montant facturé et les avances déjà perçues.

Les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, sont diminuées des montants correspondants déjà encaissés par l'entreprise au titre des avances des clients mensualisés.

Dépréciation des créances clients

Le risque d'impayés est apprécié individuellement pour les clients les plus importants.

Les créances des autres clients font l'objet d'une dépréciation forfaitaire progressive en prenant en compte l'ancienneté des créances.

Le risque potentiel de non-recouvrement des créances relatives à l'énergie livrée et non facturée est également pris en compte.

Créances diverses

Les créances diverses regroupent notamment le compte courant avec ENGIE Finance, ainsi que les appels de marge. Celles qui présentent un risque de non-recouvrement font l'objet d'une dépréciation.

La crise exceptionnelle des prix de gros du gaz naturel a conduit le Gouvernement français, par le décret du 23 octobre 2021, et dans les conditions prévues par le Code de l'énergie, à geler les tarifs réglementés de vente de gaz naturel (TRVG) à des niveaux inférieurs aux coûts d'approvisionnement supportés par les fournisseurs, et ce à partir du 1er novembre 2021 s'agissant de ceux proposés par ENGIE.

Sur amendement du gouvernement, la loi de finance pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021) a introduit le dispositif de "bouclier tarifaire" :

- l'article 181 plafonne les tarifs réglementés de vente du gaz (TRVG) jusqu'au 30 juin 2022 au niveau de ceux du 1er octobre 2021 ;
- il prévoit que les pertes de recettes supportées à compter du 1er novembre 2021 par le fournisseur de gaz naturel constituent des charges imputables aux obligations de service public et qu'elles font l'objet d'une compensation garantie par l'État dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement effectivement supportés approuvés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) lors de l'établissement de la formule tarifaire. Un mécanisme de rattrapage sera mis en place dès juillet 2022 pour compenser les pertes des fournisseurs d'énergie, qui pourront alors augmenter leurs tarifs.

En conséquence, ENGIE SA constate une subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes au TRVG réalisées (voir Note 6 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont comptabilisées pour leur prix d'acquisition.

Lorsque la valeur de marché des titres au 31 décembre est inférieure à leur valeur comptable, une dépréciation est constituée pour la différence.

Dans le cas de titres cotés, cette valeur de marché est déterminée sur la base du cours de clôture.

Capitaux propres

Prime d'émission

Les frais externes directement attribuables aux augmentations de capital sont comptabilisés en diminution de la prime d'émission. Les autres frais sont portés en charges de l'exercice.

Prime de fusion

Les frais externes directement attribuables à la fusion intervenue en 2008 entre Gaz de France SA et SUEZ ont été comptabilisés en diminution de la prime de fusion.

Écarts de réévaluation

Cette rubrique résulte de la réévaluation légale de 1959, ainsi que de celle de 1976 pour les biens non amortissables hors concession.

Provisions réglementées

Amortissements dérogatoires

Un amortissement dérogatoire est constaté chaque fois que les durées d'utilité (retenues en comptabilité pour l'amortissement des immobilisations corporelles) sont différentes des durées d'usage (admises fiscalement) ou que le mode d'amortissement est différent.

Provision pour hausse de prix

La provision pour hausse de prix a été instituée par l'article 39-1-5 du CGI afin de permettre aux entreprises de déduire temporairement des bases de l'impôt une fraction des bénéfices investis dans la reconstitution des stocks en cas de hausse des prix importante.

Provisions pour risques et charges

Une provision est constituée lorsque l'entreprise a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé et dont il est probable qu'elle engendrera une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques futurs dont le montant peut être estimé de façon fiable.

Le montant comptabilisé en provisions représente la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de l'obligation actuelle à la date de clôture.

Provisions pour remise en état des terrains d'anciennes usines à gaz

Une provision pour dépollution des anciennes usines à gaz et de remise en état des sites est constituée dès l'existence d'un engagement vis-à-vis d'un tiers (conclusion d'une offre engageante de cession du bien). Les provisions sont évaluées actif par actif et reflètent la meilleure estimation des coûts à terme en fonction de l'état actuel des connaissances techniques et exigences réglementaires.

Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat d'exploitation.

Provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés

La provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre *in fine* la moins-value de cession égale à la valeur comptable des titres d'autocontrôle attribués gratuitement aux salariés. Les dotations, reprises et charges relatives aux attributions gratuites d'actions aux salariés figurent dans les charges de personnel.

Prestations de retraite et autres engagements envers le personnel

Régime spécial des Industries Électriques et Gazières

ENGIE SA relève principalement du régime spécial Invalidité, Vieillesse et Décès des Industries Électriques et Gazières présenté en Note 18.

Méthode de comptabilisation

ENGIE SA inscrit à son passif sous forme de provisions les engagements accordés au personnel correspondant à des droits déjà ouverts (rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité) ou à des prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière).

Dans le cadre de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France intervenue en 2008 avec effet rétroactif au 1er janvier 2008, les provisions pour engagements de retraite et autres avantages (retraite, indemnités de départ et régime de prévoyance) comptabilisées par SUEZ au 31 décembre 2007 ont été apportées à ENGIE SA.

Ces provisions ne font plus l'objet de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés ou de la désactualisation des provisions transférées dans le cadre de la fusion. Elles sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements.

Les autres engagements ne sont pas provisionnés au passif du bilan, ils sont mentionnés en engagements hors bilan (voir Note 17 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

Méthode d'évaluation et hypothèses actuarielles

Le mode d'évaluation retenu est fondé sur la méthode des "unités de crédit projetées". La valeur actualisée des obligations d'ENGIE SA est déterminée à hauteur des droits acquis par chaque salarié à la date d'évaluation, par application de la formule d'attribution des droits définie pour chaque régime. Lorsque la formule d'acquisition des droits intègre un palier dont l'effet est de différer l'émergence de l'obligation, celle-ci est déterminée sur un mode linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ en retraite, de mortalité et de rotation du personnel.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués.

Dettes financières

Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis en euros et en devises par la Société sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts-Comptables (OEC) n° 28 de juillet 1994, à savoir en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en dettes financières, leur remboursement n'étant pas perpétuel.

Primes de remboursement des emprunts obligataires et frais d'émission

Les frais d'émission des emprunts sont étalés linéairement sur la durée de vie des contrats concernés. Ces frais d'émission comprennent principalement les frais de publicité (pour les emprunts nécessitant un appel public à l'épargne) et les commissions dues aux intermédiaires financiers.

Les emprunts obligataires dont le remboursement est assorti de primes sont comptabilisés au passif du bilan pour leur valeur totale, primes de remboursement incluses. En contrepartie, ces dernières sont inscrites à l'actif en "comptes de régularisation" et sont amorties sur la durée de l'emprunt au prorata des intérêts courus.

Instruments financiers dérivés

Conformément aux principes réaffirmés par le règlement ANC n° 2015-05 applicable de manière obligatoire depuis le 1er janvier 2017, les instruments financiers utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

Les gains latents des opérations ne remplissant pas les critères de couverture n'interviennent pas dans la formation du résultat ; les pertes latentes de ces opérations font en revanche l'objet d'une provision.

Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

Opérations en devises

Les charges et produits en devises sont enregistrés pour leur contre-valeur en euros à la date de l'opération.

Les dettes, créances et disponibilités libellées en devises sont converties au cours de la devise au 31 décembre.

Les différences de conversion constatées sont portées au compte de résultat pour les disponibilités, et inscrites au bilan en "écart de conversion" pour les dettes et créances. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, après prise en compte des éventuels instruments de couverture attachés à ces dettes et créances.

Impôt sur les bénéfices

ENGIE SA est depuis le 1er janvier 1988 sous le régime d'intégration fiscale institué par l'article 68 de la loi n° 87-1060 du 30 décembre 1987. Elle est société tête de Groupe au sens des dispositions des articles 223 A et suivants du CGI.

Les filiales du périmètre d'intégration fiscale contribuent à la charge d'impôt du Groupe à hauteur du montant d'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration.

Les effets du régime d'intégration fiscale sont comptabilisés sur la charge d'impôt d'ENGIE SA, en tant que société mère.

Parallèlement aux modalités de répartition de l'impôt sur les sociétés, ENGIE SA constitue une provision relative aux économies d'impôt générées par les déficits remontant des filiales. Ces économies bénéficient dans un premier temps à ENGIE SA en tant que société mère et sont restituées aux filiales lors de leur retour aux bénéfices, d'où la constitution d'une provision.

NOTE 2 Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices

Faits significatifs de l'exercice

Bouclier tarifaire

La crise exceptionnelle des prix de gros du gaz naturel a conduit le Gouvernement français à geler les tarifs réglementés de vente de gaz naturel (TRVG) à des niveaux inférieurs aux coûts d'approvisionnement supportés par les fournisseurs, et ce à partir du 1er novembre 2021 s'agissant de ceux proposés par ENGIE.

L'application du mécanisme dit de "bouclier tarifaire" est détaillée dans les Notes 1, 6 et 13.5 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

Comparabilité des exercices

L'exercice 2021 est comparable à l'exercice 2020.

NOTE 3 Immobilisations incorporelles et corporelles

3.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Reclassement	31 déc. 2021
Incorporelles	**2 022**	**190**	**(16)**	**5**	**2 201**
Applications informatiques	1 474	-	(16)	178	1 636
Autres	365	-	-	5	370
En-cours [1]	183	190	-	(178)	195
Corporelles	**938**	**59**	**(43)**	**(5)**	**949**
Terrains	29	-	-	1	30
Actif de démantèlement	3	-	-	-	3
Constructions	404	-	(12)	5	397
Installations techniques	259	-	(29)	13	243
Inst. géné., agencements et aménagements divers	121	-	(2)	19	138
Autres	25	-	-	2	27
En-cours	97	59	-	(45)	111
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 960**	**249**	**(59)**	**-**	**3 150**

(1) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques

3.2 Amortissements et dépréciations

Les amortissements ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	31 déc. 2021
Incorporelles	1 287	186	(6)	1 467
Applications informatiques	1 088	165	(6)	1 247
Autres	199	21	-	220
Corporelles	542	38	(37)	543
Terrains	-	-	-	-
Actif de démantèlement	3	-	-	3
Constructions	299	9	(11)	297
Installations techniques	145	18	(24)	139
Inst. géné., agencements et aménagements divers	71	11	(2)	80
Autres	24	-	-	24
En-cours	-	-	-	-
TOTAL	**1 829**	**224**	**(43)**	**2 010**

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2020	Dotations	Reprises	31 déc. 2021
Immobilisations incorporelles	148	50	(20)	178
Immobilisations corporelles	26	1	(9)	18
TOTAL	**174**	**51**	**(29)**	**196**

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Dotations aux amortissements d'exploitation	**203**	**188**
Dotation aux amortissements linéaires	202	186
Dotation aux amortissements dégressifs	1	2
Dotation aux amortissements des actifs de démantèlement	-	-
Dotations aux amortissements exceptionnels	**22**	**20**
Reprises sur amortissements	**-**	**-**

3.3 Valeurs nettes

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles et corporelles s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes	Amortissements cumulés	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2021	Valeurs nettes au 31 déc. 2020
Incorporelles	**2 201**	**(1 467)**	**(178)**	**555**	**587**
Applications informatiques	1 636	(1 247)	(55)	333	379
Autres	370	(220)	(123)	27	26
En-cours	195	-	-	195	182
Corporelles	**949**	**(543)**	**(18)**	**388**	**370**
Terrains	30	-	-	30	24
Actif de démantèlement	3	(3)	-	-	-
Constructions	397	(297)	(7)	93	95
Installations techniques	243	(139)	-	104	113
Inst. géné., agencements et aménagements divers	138	(80)	(11)	47	40
Autres	27	(24)	-	3	1
En-cours	111	-	-	111	97
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 151**	**(2 010)**	**(196)**	**943**	**957**

NOTE 4 Immobilisations financières

4.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Autres	31 déc. 2021
Titres de participation	**72 497**	**2 709**	**(527)**	**-**	**74 679**
Titres de participation consolidés	71 927	2 561	(379)	(8)	74 101
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	32	-	-	-	32
Titres de participation non consolidés	538	148	(148)	8	546
Autres immobilisations financières	**426**	**517**	**(763)**	**-**	**180**
Autres titres immobilisés	32	-	(1)	-	31
Créances rattachées à des participations	342	347	(583)	-	106
Prêts	13	7	(6)	-	14
Autres immobilisations financières	39	163	(173)	-	29
TOTAL	**72 923**	**3 226**	**(1 290)**	**-**	**74 859**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel

Les mouvements sur les actions propres sont détaillés en Note 9.1.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en Note 4.4.

La variation des créances rattachées s'explique par le remboursement de la créance ENGIE Renouvelable pour 270 millions d'euros et par une nouvelle créance accordée à Réservoir Sun pour 33 millions d'euros.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2021 s'explique essentiellement par les opérations suivantes :

- cession de titres GRTgaz pour - 338 millions d'euros ;
- cession des titres Ecometering pour - 38 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital d'Equans pour 2 500 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital COGAC pour 25 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital SFIG pour 36 millions d'euros.

Au 31 décembre 2021, le poste "autres immobilisations financières" est composé de :

- dépôts versés pour 19 millions d'euros ;
- titres détenus dans le cadre de contrats de liquidités pour 10 millions d'euros.

4.2 Dépréciations

En millions d'euros	31 déc. 2020	Dotations	Reprises	Autres	31 déc. 2021
Titres de participation consolidés	11 912	66	(957)	(8)	11 013
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	31	-	-	-	31
Titres de participation non consolidés	231	37	(1)	8	275
Autres titres immobilisés	9	-	(3)	-	6
Créances rattachées à des participations	60	4	-	-	64
Prêts	-	-	-	-	-
TOTAL	**12 243**	**107**	**(961)**	**-**	**11 389**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel

La variation des dépréciations s'explique principalement par :

- les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - ENGIE New Ventures pour 27 millions d'euros,
  - SFIG pour 22 millions d'euros,
  - ENGIE China Investement Cy pour 10 millions d'euros,
  - ENGIE Information & Technologies pour 4 millions d'euros ;
- les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - Electrabel pour 698 millions d'euros,
  - COGAC pour 205 millions d'euros,
  - Ecometering pour 31 millions d'euros,
  - GENFINA pour 23 millions d'euros.

La valeur d'utilité des titres de participations retenue pour la détermination des dépréciations est déterminée par référence à :

- la valeur intrinsèque pour les sociétés de financement : elle correspond à l'actif net réévalué des plus-values latentes ;
- la valeur de rendement pour les sociétés cotées en bourse, notamment SUEZ : elle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice ;
- la valeur d'utilité pour les autres filiales opérationnelles : elle correspond au flux de trésorerie/dividendes (DCF/DDM) attendus pour les filiales portant directement ou indirectement des activités opérationnelles.

Les trajectoires supportant ces valeurs proviennent du budget 2022 et du plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2025-2040 lesquelles ont été approuvées en novembre 2021 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide ("prix *forward*") concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de forte volatilité des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO_2 sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019 et en juillet 2021. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

En particulier, les hypothèses les plus structurantes pour la détermination de la valeur d'utilité d'Electrabel, dont la valeur comptable représente près de la moitié du portefeuille titres d'ENGIE SA, concernent l'évolution :

- du cadre régulatoire de ses activités dans chacun des pays d'implantation et notamment du cadre régulatoire belge portant sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes ainsi que sur le niveau des redevances et contributions nucléaires payées à l'État belge ;
- de la demande de gaz et d'électricité ;
- des prix de l'électricité ;
- des taux de change ;
- et des taux d'actualisation.

Electrabel porte directement ou via des participations en Europe et à l'international les activités opérationnelles principales suivantes :

- production et vente d'électricité :
  - à partir du parc de centrales nucléaires en Belgique ;
  - à partir de capacités thermiques principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Australie, Singapour, Brésil, Porto Rico, Chili, Mexique, Pérou, Moyen-Orient ;
  - à partir de capacités de production renouvelables principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Allemagne, Royaume-Uni, Brésil, Chili, Mexique.
- commercialisation de gaz naturel et d'électricité en Belgique, Pays-Bas, Italie, Royaume-Uni, Australie, Singapour ;
- gestion et optimisation de portefeuilles d'actifs physiques et contractuels.

4.3 Valeurs nettes

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2021	Valeurs nettes au 31 déc. 2020
Titres de participation	**74 679**	**(11 319)**	**63 360**	**60 323**
Titres de participation consolidés	74 101	(11 013)	63 088	60 015
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	32	(31)	1	1
Titres de participation non consolidés	546	(275)	271	307
Autres immobilisations financières	**180**	**(71)**	**109**	**357**
Autres titres immobilisés	31	(6)	25	23
Créances rattachées à des participations	106	(65)	42	282
Prêts	14	-	14	13
Autres immobilisations financières	29	-	29	39
TOTAL	**74 859**	**(11 390)**	**63 469**	**60 680**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel

4.4 Filiales et participations

Certaines données du tableau sont non auditées.

En millions d'euros	Capital social	Autres capitaux propres	% du capital détenu	Valeur comptable des titres détenus Brut	Provisions	Montant des prêts et avances consentis	Montant des cautions et avals fournis	Chiffre d'affaires	Bénéfice net ou perte	Dividendes encaissés en 2021	Date de clôture
Raison sociale											
A – Renseignements détaillés concernant les participations dont la valeur brute excède 1% du capital d'ENGIE SA soit 24 352 850 euros											
1. Filiales (quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%)											
Agua Provinciales de Santa Fe	1	(180)	64,19%	39	(39)	-	-	-	(12)	-	12/2020
Celizan	-	-	100,00%	31	(31)	-	-	-	-	-	12/2021
Cogac	1 002	(201)	100,00%	2 580	(277)	-	-	-	(314)	-	12/2021
Electrabel	5 790	11 107	99,13%	34 148	(8 626)	-	-	13 622	169	-	12/2021
ENGIE Renouvelables	507	6	100,00%	1 641	-	-	-	-	28	-	12/2021
ENGIE Alliance	100	(49)	64,00%	62	-	-	1 000	-	(49)	-	12/2021
ENGIE China Invest Company	43	(24)	100,00%	123	(69)	-	-	-	(7)	-	12/2021
ENGIE Energie Services	699	8	100,00%	2 933	-	-	-	2 259	(132)	-	12/2021
ENGIE Energie Services International	1 571	103	100,00%	3 908	-	-	-	5	(25)	-	12/2021
ENGIE Finance	5 460	282	100,00%	5 567	-	3 345	-	2	171	143	12/2021
ENGIE IT	105	(165)	100,00%	228	(228)	-	-	379	(61)	-	12/2021
ENGIE Management Company	63	(130)	100,00%	115	(115)	-	-	168	(24)	-	12/2021
ENGIE New Business	216	(26)	100,00%	219	-	-	-	-	(25)	-	12/2021
ENGIE New Ventures	69	(45)	100,00%	92	(44)	-	-	-	(38)	-	12/2021
ENGIE Rassembleurs d'Énergies	50	(17)	100,00%	50	(6)	-	-	-	(2)	-	12/2021
Equans	625	1 858	100,00%	2 500	-	-	-	-	(17)	-	12/2021
GDF International	3 972	721	100,00%	3 972	-	-	-	10	315	36	12/2021
Genfina	100	424	100,00%	2 627	(1 354)	-	-	-	9	-	12/2021
GRDF	1 801	1 882	100,00%	8 405	-	-	-	3 559	338	452	12/2021
GRTgaz	640	4 172	60,81%	1 901	-	-		1 849	415	262	12/2021
S.F.I.G	2	9	100,00%	94	(80)	-	-	13	1	-	12/2021
Sopranor	-	3	100,00%	245	(242)	-	-	-	(1)	-	12/2021
Storengy SAS	2 733	123	100,00%	2 733	-	-	-	63	112	107	12/2021
50FIVE	-	6	100,00%	34	(34)	-	-	12	(4)	-	12/2021
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)											
Aguas Argentinas	1	(8)	48,20%	145	(145)	-	-	-		-	12/2020

En millions d'euros	Capital social	Autres capitaux propres	% du capital détenu	Valeur comptable des titres détenus		Montant des prêts et avances consentis	Montant des cautions et avals fournis	Chiffre d'affaires	Bénéfice net ou perte	Dividendes encaissés en 2021	Date de clôture
				Brut	Provisions						
B – Renseignements concernant les autres filiales ou participations											
1. Filiales non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	59	(22)	-				1	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	9	-	-				-	
2. Participations non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	20	(6)	-				35	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	24	-						
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	216	(7)	-				8	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL				**74 720**	**(11 325)**					**1 044**	

NOTE 5 Stocks et en-cours

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2021
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	440	1 712	(985)	1 167
Certificats d'Économie d'Énergie	285	1 193	(1 042)	435
Garanties de capacités	450	159	(70)	539
Garanties d'origine	-	2		2
TOTAL	**1 174**	**3 066**	**(2 098)**	**2 143**

Les dépréciations des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2021
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	-	-	-	-
Certificats d'Économie d'Énergie	(5)	-	5	-
Garanties de capacités	-	-	-	-
Garanties d'origine	-	-	-	-
TOTAL	**(5)**	**-**	**5**	**-**

Les valeurs nettes des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2021	Valeurs nettes au 31 déc. 2020
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	1 167	-	1 167	440
Certificats d'Économie d'Énergie	435	-	435	280
Garanties de capacités	539	-	539	450
Garanties d'origine	2	-	2	-
TOTAL	**2 143**	**-**	**2 143**	**1 169**

5.1 Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2021 est en augmentation de 727 millions d'euros par rapport à fin décembre 2020.

L'effet prix (+198,18%) entraîne la forte hausse de la valeur du stock de gaz naturel, alors que les volumes baissent notamment sur les stockages à l'étranger (-2,7 TWh).

5.2 Certificats d'économie d'énergie

Le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 avait prolongé la quatrième période d'une année et modifié le volume de TWh cumac* exigible sur la nouvelle période.

(*) cumac : unités cumulées et annualisées sur la durée de vie de l'équipement.

De ce fait, l'objectif national d'économie d'énergie pour cette quatrième période, du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2021, avait été fixé à 2 133 TWh sur quatre ans pour l'ensemble des vendeurs, dont 533 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique (en application de l'article 30 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte – LTECV).

En application du décret n° 2017-690 du 2 mai 2017, l'obligation annuelle d'ENGIE SA pour l'obligation certificats d'économie d'énergie (CEE) "classique" est déterminée en appliquant à ses ventes les coefficients suivants : 0,278 kWh cumac/kWh vendu pour le gaz naturel, et 0,463 pour l'électricité.

Pour l'obligation CEE "précarité énergétique" (533 TWhc), le coefficient de proportionnalité permettant de calculer l'obligation CEE à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique supplémentaire à l'obligation CEE "classique" est fixé à 0,333.

Au titre de la quatrième période qui s'est achevée au 31 décembre 2021 :

- ENGIE SA a respecté ses engagements en tant qu'obligé ;
- ENGIE SA transmettra au PNCEE la déclaration certifiée par les Commissaires aux comptes des volumes d'énergie vendus sur la 4e période ;
- la procédure de réconciliation administrative telle que définie aux articles R. 221-1 à R. 221-13 du Code de l'énergie interviendra au cours de l'exercice 2022. Sur base de la notification définitive qui sera établie par le PNCEE, le registre procédera à l'annulation des CEE correspondant à l'obligation d'ENGIE SA, en commençant par les plus anciens.

Le décret n° 2021-712 du 3 juin 2021 a fixé les modalités pour la cinquième période d'obligation d'économies d'énergie qui s'étend du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2025 : l'objectif national d'économie d'énergie pour cette cinquième période est désormais fixé à 2 500 TWh sur quatre ans pour l'ensemble des vendeurs, à savoir 1 770 TWh cumac d'obligation classique et 730 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique.

5.3 Mécanisme de rémunération de capacité

Les obligations de capacités sont dépendantes des volumes de ventes d'électricité.

En 2021, ENGIE SA continue d'accroître ses ventes d'électricité, et augmente ses stocks de CRM en corrélation, pour couvrir ses obligations.

NOTE 6 Créances

6.1 Échéancier des créances

En millions d'euros	Montants bruts au 31 déc. 2021	Degré de liquidité		
		À fin 2022	De 2023 à 2026	2027 et au-delà
Actif immobilisé	**180**	**5**	**1**	**174**
Créances rattachées à des participations	106	4	-	101
Prêts	14	1	1	13
Contrats de liquidité	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	60	-	-	60
Actif circulant	**28 146**	**27 704**	**307**	**136**
Créances clients et comptes rattachés (1)	12 260	12 233	27	-
Comptes courants des filiales	7 533	7 533	-	-
Autres créances d'exploitation	651	651	-	-
Autres créances (2)	7 555	7 140	280	136
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	147	147	-	-
TOTAL	**28 326**	**27 709**	**308**	**309**

(1) Les ventes d'énergie en compteur nettes des avances reçues des clients mensualisés s'élèvent à 753 millions d'euros TTC au 31 décembre 2021 contre 590 millions d'euros TTC au 31 décembre 2020

(2) Dont 248 millions d'euros de subventions à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes au TRVG réalisées au cours des mois de novembre et décembre 2021

6.2 Dépréciations des créances

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2021
Créances rattachées à des participations	60	4	-	-	65
Prêts	-	-	-	-	-
Créances clients et comptes rattachés (1)	410	225	(245)	-	389
Autres créances diverses	1	-	-	-	1
TOTAL	**471**	**229**	**(245)**	**-**	**455**

(1) Dont 33,2 millions d'euros de dépréciations de créances liées à la Covid-19

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2021	Valeurs nettes 31 déc. 2020
Titres autocontrôle destinés aux attributions gratuites d'actions	199	-	199	249
OPCVM	1 831	(1)	1 830	2 430
Dépôts à terme	1 479	-	1 479	582
TOTAL	**3 509**	**(1)**	**3 508**	**3 261**

La valeur brute des titres d'autocontrôle au 31 décembre 2021 est de 199 millions d'euros, et ne fait pas l'objet d'une dépréciation. La valeur nominale des actions auto-détenues est de 15 millions d'euros.

Tous les titres d'autocontrôle en stock sont affectés à un plan. Ces actions sont valorisées au cours du jour de décision d'attribution, par le Conseil d'Administration, du plan auquel elles sont affectées. Ces actions sont conservées jusqu'à leur livraison à leur valeur nette comptable et font l'objet d'une provision constatée au passif (voir Note 10.1.2 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

NOTE 8 Comptes de régularisation et écarts de conversion actif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2021
Primes de remboursement des emprunts	159	28	(23)	164
Frais d'émission d'emprunts à étaler	47	16	(10)	53
Contrats optionnels	442	1 641	-	2 083
Instruments financiers	1 123	2 281	(31)	3 373
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**1 771**	**3 966**	**(64)**	**5 673**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF	**304**	**102**	**(134)**	**272**

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes et frais d'émission d'emprunts d'ENGIE SA restant à étaler ;
- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;
- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises.

Écarts de conversion Actif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 9 Capitaux propres

9.1 Capital social – actions en circulation

Le capital social est entièrement libéré. Chaque action, d'un euro nominal, confère un droit de vote simple.

Capital social	
Actions composant le capital social au début de l'exercice	2 435 285 011
Nombre total d'actions composant le capital social	**2 435 285 011**

Au cours de l'exercice 2021, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 11 986 865 actions et des cessions cumulées de 11 986 865 actions ayant généré une plus-value nette de 34 364,29 euros. Au 31 décembre 2021, ENGIE SA ne détient plus d'actions propres dans le cadre du contrat de liquidité.

Dans le cadre des plans d'attribution d'actions gratuites (voir Note 9.3 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux"), ENGIE SA détient 15 083 149 actions propres au 31 décembre 2021.

9.2 Évolution des capitaux propres

En millions d'euros	
Capitaux propres au 31 décembre 2020	**30 702**
Dividendes distribués et acompte sur dividende et autres	(1 386)
Écarts de réévaluation	
Provisions réglementées – Subventions investissements	115
Résultat	1 780
Capitaux propres au 31 décembre 2021	**31 211**

ENGIE SA a versé en 2021 :

- au titre de l'exercice 2020, un dividende de 0,53 euro par action pour un montant total de 1 282,7 millions d'euros, déduction faite des actions auto-détenues au jour de la mise en paiement des dividendes pour 8 millions d'euros ;
- un dividende sur prime de fidélité de 0,053 euro par action pour un montant total de 13,5 millions d'euros.

9.3 Plans d'attribution d'actions gratuites au personnel et options d'achat d'actions

Politique d'attribution

L'attribution d'actions gratuites aux salariés a pour objectif d'associer tous les salariés à la croissance et à la performance du Groupe. Ces plans décidés par le Conseil d'Administration conformément aux décisions prises par l'Assemblée Générale de la Société sont généralement attribués sous réserve d'une condition de présence de 2 ans et de la satisfaction de conditions de performance.

Au cours de l'exercice 2021, ENGIE SA a attribué 4 935 570 et livré 3 336 913 actions gratuites à certains salariés du groupe ENGIE.

Compte tenu de l'ensemble des plans en cours, du nombre de bénéficiaires, et d'hypothèses de turn-over, ENGIE SA estime son obligation de livraison d'actions à 19 774 833 actions au 31 décembre 2021.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2021, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 15 083 149 au 31 décembre 2021, pour un montant total de 199 millions d'euros net de provision. La valeur de marché ressort à 196 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Historique des plans en vigueur	Volumes d'actions attribuées	Volume d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge de la période *(en millions d'euros)* 2021	2020
Actions gratuites attribuées					
Plan ENGIE 14 décembre 2016	119 852	119 852	12,030	(1,37)	(53,62)
Plan ENGIE 13 décembre 2017	4 885 797	3 081 508	14,700	(65,44)	22,02
Plan ENGIE 7 mars 2018	62 792	59 991	12,645	(0,74)	(0,47)
Plan Link Abondement 2 août 2018	279 557	-	13,440	0,75	0,75
Plan ENGIE 11 décembre 2018	4 629 656	-	12,260	17,32	17,37
Plan ENGIE 27 février 2019	176 062	75 562	13,900	(0,72)	1,01
Plan ENGIE 17 décembre 2019	4 773 593	-	14,730	21,54	21,60
Plan ENGIE 26 février 2020	262 203	-	15,640	2,91	
Plan ENGIE 17 décembre 2020	4 693 623	-	12,670	17,86	0,66
Plan ENGIE 25 février 2021	283 065	-	12,605	1,24	
Plan ENGIE 16 décembre 2021	4 652 504	-	13,000	0,76	
TOTAL	**24 818 704**	**3 336 913**		**(5,89)**	

NOTE 10 Provisions

10.1 Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Au 31 déc. 2021
Provisions pour reconstitution des sites (Note 10.1.1)	20		(3)		17
Provisions relatives au personnel (Note 10.1.2)	248	65	(56)	(24)	233
Provisions pour impôts (Note 10.1.3)	21				21
Provisions pour intégration fiscale (Note 10.1.4)	1 060	101	(122)	(4)	1 035
Garantie sur cessions	-				-
Risques sur filiales (Note 10.1.5)	64	84	(21)		127
Autres provisions pour risques et charges (Note 10.1.5)	1 737	1 080	(1 283)	-	1 535
TOTAL	**3 151**	**1 330**	**(1 485)**	**(28)**	**2 968**

10.1.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2021 s'élèvent à 17 millions d'euros contre 20 millions d'euros en 2020 et se décomposent de la manière suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Au 31 déc. 2021
Provisions pour reconstitution des sites (hors PNC)	15	-	(3)	-	12
Provisions pour remise en état des sites (PNC)	5	-	-	-	5
TOTAL	**20**	**-**	**(3)**	**-**	**17**

La provision pour reconstitution des sites (hors plan national de cession – PNC) de 12 millions d'euros au 31 décembre 2021 couvre la remise en état des locaux de La Défense et de Saint-Denis (Landy). La reprise de provision de 3 millions d'euros concerne le site de Lyon (Monolythe).

10.1.2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Au 31 décembre 2021, les provisions pour engagements de retraite s'élèvent à 5 millions d'euros. Les engagements de retraite sont couverts par des fonds assurantiels.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 13 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité, les rentes pour accidents du travail et maladies professionnelles en cours de service à la clôture, les médailles du travail et l'amiante sont intégralement provisionnées à hauteur de 88 millions d'euros.

Le montant total de ces provisions s'élève à 106 millions d'euros au 31 décembre 2021. La Note 18.4 reprend le détail de la variation de ces provisions.

Les indemnités de fin de carrière sont partiellement couvertes par des fonds assurantiels. Le découvert correspondant ressort à 31 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Provisions au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés

Au 31 décembre 2021, les provisions constituées au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés s'élèvent à 126 millions d'euros contre 131 millions d'euros au 31 décembre 2020. La provision pour cotisations patronales liées aux AGA s'élève à 2 millions d'euros comme au 31 décembre 2020.

En 2021, ENGIE SA a constaté une dotation de 63 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 69 millions d'euros suite à l'arrivée à échéance de plans d'attribution d'actions gratuites.

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans.

10.1.3 Provisions pour impôts

ENGIE SA a dans ses comptes plusieurs provisions pour risques fiscaux liés aux vérifications de comptabilités opérées par l'administration fiscale française.

La provision relative à l'impôt sur les sociétés s'élève à 21 millions d'euros au 31 décembre 2021 comme au 31 décembre 2020. Elle porte essentiellement sur le prix de transfert du GNL.

10.1.4 Provisions pour intégration fiscale

ENGIE SA a opté pour le régime de l'intégration fiscale et, à ce titre, constitue une provision pour couvrir son obligation de restituer aux filiales les déficits fiscaux utilisés. Au cours de l'exercice 2021, ENGIE SA a doté cette provision à hauteur de 101,3 millions d'euros et repris un montant de 57,6 millions d'euros, conduisant à un solde de 640,8 millions d'euros à la clôture.

Au 31 décembre 2007, GRDF faisait partie du groupe d'intégration fiscale, la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz était par conséquent neutre fiscalement. Pour autant, la filiale bénéficie depuis 2008 dans ses comptes sociaux d'une économie d'impôts induite par la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz naturel. Ce sur-amortissement est neutralisé au niveau de l'intégration fiscale. Conformément aux conventions d'intégration fiscale signées avec ses filiales, ENGIE SA a constitué une provision pour intégration fiscale envers GRDF pour un montant définitif de 1 938 millions d'euros sur la base de la quote-part amortissable. Au 31 décembre 2021, 69,5 millions d'euros correspondant à la neutralisation du sur-amortissement induit par la quote-part amortissable générée au cours de l'exercice ont été repris ; la reprise au 31 décembre 2020 était de 80,7 millions d'euros.

Au 31 décembre 2021, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 034,6 millions d'euros dont 393,7 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel de GRDF.

10.1.5 Autres provisions pour risques et charges

Les autres provisions pour risques et charges recouvrent principalement les provisions pour risques sur autres tiers, pour litiges commerciaux et réclamations ainsi que les risques de change et de taux.

Les dotations et reprises sur ces provisions impactent principalement les résultats exceptionnel et financier.

Les provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2021 s'élèvent à 1 535 millions d'euros contre 1 737 millions d'euros en 2020 se décomposant comme suit :

- provisions pour contrats déficitaires : 1 243 millions d'euros ;
  - 517 millions d'euros (dont 138 millions d'euros au titre d'un nouveau contrat déficitaire de capacités TEREGA) sur contrats d'approvisionnement long terme de gaz, de capacités de transport et de stockage ainsi qu'un contrat d'échange d'électricité répondent à la définition comptable des contrats déficitaires. Ces contrats ne sont plus nécessaires pour les besoins industriels du Groupe et les coûts inévitables pour satisfaire à leurs obligations sont supérieurs aux avantages économiques à recevoir attendus,
  - 599 millions d'euros sur le contrat de *tolling* relatif à la CCGT Cartagena (Espagne), signé en 2011, et portant jusqu'à 2028 comme structurellement et durablement déficitaire compte tenu des conditions du marché espagnol de l'électricité et des conditions du nouveau CRM attendu en 2023,
  - 126 millions d'euros relatifs à deux contrats immobiliers répondent également depuis 2020 aux critères du contrat déficitaire ;
- provisions pour autres risques : 18 millions d'euros, dont l'essentiel provient de la provision pour *mark-to-market* (juste valeur de marché) négatif pour 12 millions d'euros ;
- provisions pour risques de taux : 103 millions d'euros ;
- provisions pour litiges : 65 millions d'euros ;
- provisions pour restructuration : 74 millions d'euros ;
- provisions pour risques sur perte de change : 32 millions d'euros.

La provision pour risques filiales s'élève à 127 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 64 millions d'euros au 31 décembre 2020.

10.2 Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Dotations	Reprises	Transfert	Au 31 déc. 2021
Provisions réglementées	**598**	**356**	**(244)**	**-**	**710**
Amortissements dérogatoires	567	267	(244)	-	590
Provision pour hausse de prix	31	89	-	-	120
Provision pour investissement	-		-		-
Subventions d'investissement	**23**	**3**	**(1)**	**-**	**25**
TOTAL	**621**	**359**	**(245)**	**-**	**735**

NOTE 11 Dettes financières

11.1 Récapitulatif des dettes financières

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020
Emprunts	**33 015**	**31 924**
Emprunts obligataires hybrides	3 767	3 913
Emprunts obligataires	23 154	23 108
Autres emprunts	6 094	4 903
Dettes rattachées à des participations	**4 850**	**4 350**
Comptes courants filiales	**1 150**	**1 377**
Autres dettes financières	**346**	**507**
Dépôts reçus de la clientèle	25	27
Dépôts reçus sur dérivés	-	9
Intégration fiscale	-	65
Part courue des charges d'intérêts	280	353
Soldes créditeurs de banques	7	18
Divers	34	34
TOTAL	**39 361**	**38 158**

L'augmentation de 1 203 millions d'euros des dettes financières s'explique principalement par :

- l'augmentation des dettes rattachées à des participations pour 500 millions d'euros, correspondant au nouvel emprunt auprès d'ENGIE Finance pour 4 000 millions d'euros en grande partie compensé par un remboursement pour 3 500 millions d'euros de l'emprunt arrivé à échéance ;
- la hausse de l'encours des *Negotiable European Commercial Paper* (NEU CP) pour 778 millions d'euros, la hausse de l'encours des *United States Commercial Paper* (USCP) pour 161 millions d'euros, les tirages et remboursements de tirages de la ligne de crédit souscrite auprès de la Banque Européenne d'Investissement pour une diminution nette de 249 millions d'euros, et la nouvelle souscription d'un emprunt bancaire court terme pour 500 millions d'euros entraînent une augmentation des autres emprunts pour 1 191 millions d'euros ;
- la baisse des positions créditrices des comptes courants des filiales pour 227 millions d'euros ;
- la diminution de 146 millions d'euros des emprunts obligataires hybrides (rachats partiels pour 532 millions d'euros, exercice du *call* pour 363 millions d'euros compensés par une nouvelle émission de 750 millions d'euros).

11.2 Échéancier des dettes

		Degré d'exigibilité		
En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	À fin 2022	De 2023 à 2026	2027 et au-delà
Dettes financières	**39 361**	**9 090**	**13 483**	**16 788**
Emprunts obligataires hybrides	3 767	-	2 167	1 600
Emprunts obligataires	23 154	2 132	6 154	14 868
Autres emprunts	6 094	5 462	312	320
Dettes rattachées à des participations	4 850		4 850	-
Comptes courants filiales	1 150	1 150	-	-
Autres dettes financières	346	346	-	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	**13 976**	**13 976**	**-**	**-**
Dettes fiscales et sociales	**1 661**	**1 661**	**-**	**-**
Autres dettes	**9 176**	**9 176**	**-**	**-**
Avances clients et comptes rattachés	691	691	-	-
Autres	8 485	8 485	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	**6**	**6**	**-**	**-**
TOTAL	**64 180**	**33 909**	**13 483**	**16 788**

11.2.1 Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2021	Date d'émission	Date de mise à jour des taux	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	393	06/2014	06/2024	3,875%	Paris
En millions d'euros	274	01/2018	04/2023	1,375%	Paris
En millions d'euros	1 000	01/2019	02/2025	3,250%	Paris
En millions d'euros	500	07/2019	07/2025	1,625%	Dublin
En millions d'euros	850	11/2020	11/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	750	07/2021	07/2031	1,875%	Paris

11.2.2 Détail des emprunts obligataires

	Au 31 déc. 2021	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	693	10/2010	10/2022	3,500%	Paris
En millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5,950%	Paris
En millions d'euros	742	06/2012	02/2023	3,000%	Paris
En millions d'euros	410	07/2012	07/2022	2,625%	Paris
En millions d'euros	1 300	05/2014	05/2026	2,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2026	1,000%	Paris
En millions d'euros	500	03/2015	03/2035	1,500%	Paris
En millions d'euros	700	03/2017	03/2024	0,875%	Paris
En millions d'euros	800	03/2017	03/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	500	09/2017	02/2023	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	02/2029	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	750	06/2018	06/2028	1,375%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2025	0,875%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2033	1,875%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2039	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2019	03/2027	0,000%	Paris
En millions d'euros	900	10/2019	10/2030	0,500%	Paris
En millions d'euros	600	10/2019	10/2041	1,250%	Paris
En millions d'euros	1 000	03/2020	03/2025	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2020	03/2028	1,750%	Paris
En millions d'euros	750	03/2020	03/2032	2,125%	Paris
En millions d'euros	750	06/2020	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	10/2021	10/2029	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	10/2021	10/2036	1,000%	Paris
En millions de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
En millions de livres sterling	700	10/2010	10/2060	5,000%	Paris
En millions de livres sterling	400	10/2011	10/2060	5,000%	Paris
En millions de francs suisses	175	10/2012	10/2024	1,625%	Zürich
En millions de dollars américains	750	10/2012	10/2022	2,875%	Aucune

	Au 31 déc. 2021	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Placements privés					
En millions d'euros	100	10/2011	10/2023	CMS10YR +0,505%	Paris
En millions d'euros	100	03/2013	03/2033	3,375%	Aucune
En millions d'euros	81	04/2013	04/2038	3,703%	Aucune
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	100	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	50	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	100	06/2017	06/2032	1,625%	Paris
En millions d'euros	100	10/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	50	07/2018	07/2027	1,157%	Paris
En millions d'euros	75	07/2018	07/2038	CMS	Paris
En millions d'euros	290	06/2021	06/2024	0,000%	Paris
En millions de couronnes norvégiennes	500	04/2013	04/2024	4,020%	Paris
En millions de yens	15 000	12/2008	10/2023	3,180%	Aucune
En millions de yens	10 000	07/2012	07/2022	1,260%	Paris
En millions de yens	20 000	09/2015	01/2024	0,535%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	1 400	09/2017	09/2032	2,650%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	900	10/2017	10/2027	2,630%	Paris
En millions de dollars américains	50	01/2019	12/2029	3,593%	Aucune
En millions de dollars australiens	115	11/2015	11/2025	4,235%	Paris
En millions de dollars australiens	85	07/2018	07/2033	3,780%	Paris

11.2.3 Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2021, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme libellés en euros : 4 007 millions d'euros (dont 599 millions d'euros à taux variable) de *Negociable European Commercial Paper* (NEU CP) et 955 millions d'euros (contrevaleur de 1 082 millions de dollars américains) d'*United States Commercial Paper* (USCP) à taux fixe. Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

L'encours de lignes de crédit utilisé par ENGIE SA à la clôture est de 628 millions d'euros. Des emprunts bancaires court terme ont également été contractés pour un montant de 500 millions d'euros à la clôture de l'exercice.

L'emprunt auprès d'ENGIE Finance s'élève à 4 000 millions d'euros à la clôture, le précédent de 3 500 millions d'euros a été soldé au cours de l'exercice.

L'emprunt auprès d'ENGIE Alliance est stable à 850 millions d'euros.

11.2.4 Autres dettes financières

Les autres dettes financières (intérêts courus sur emprunts et dettes assimilées, comptes courants créditeurs, dépôts reçus de la clientèle, soldes créditeurs de banque, concours bancaires) sont principalement libellées en euros.

11.3 Répartition de la dette par taux et par devise

11.3.1 Répartition par taux

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
À taux variable				
Emprunts obligataires	5 353	5 942	175	175
Dettes rattachées à des participations	4 850	4 350	4 850	4 350
Autres emprunts	4 023	3 249	616	1 010
Comptes courants des filiales	1 150	1 377	1 150	1 377
Autres dettes financières		210	-	145
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	3 767	3 913	3 767	3 913
Emprunts obligataires	17 801	17 166	22 979	22 933
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	2 071	1 655	5 478	3 893
Autres dettes financières	346	296	346	362
TOTAL	**39 361**	**38 158**	**39 361**	**38 158**

11.3.2 Répartition par devise

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	3 767	3 913	3 767	3 913
Emprunts obligataires	23 154	23 108	19 590	19 451
Dettes rattachées à des participations	4 850	4 350	4 850	4 350
Autres emprunts	6 094	4 903	5 139	4 109
Comptes courants des filiales	172	1 184	172	1 184
Autres dettes financières	345	506	311	461
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	-	-		-
Emprunts obligataires	-	-	3 564	3 657
Dettes rattachées à des participations	-	-		-
Autres emprunts	-	-	955	794
Comptes courants des filiales	978	194	978	194
Autres dettes financières	1	-	35	45
TOTAL	**39 361**	**38 158**	**39 361**	**38 158**

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion passif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2021
Contrats optionnels	849	2 316	-	3 165
Instruments financiers	1 393	953	(157)	2 189
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**2 242**	**3 269**	**(157)**	**5 354**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF	**339**	**35**	**(130)**	**244**

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;
- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises.

Les pertes de change latentes relatives aux contrats ne remplissant pas les critères de couverture font l'objet d'une provision pour risques et charges (voir Note 10.1.5 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux").

Écarts de conversion Passif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des instruments dérivés destinés à couvrir des risques de change liés à la dette et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 13 Résultat d'exploitation

13.1 Ventilation du chiffre d'affaires

Chiffre d'affaires par zone géographique

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Ventes d'énergie		
• en France	15 910	9 887
• à l'étranger	16 136	6 128
Travaux, études et prestations de services	3 273	2 803
Produits des activités annexes et autres ventes	905	453
TOTAL	**36 224**	**19 272**

La forte hausse du chiffre d'affaires résulte de la progression des ventes aux autres opérateurs gaziers, sous l'effet d'un effet prix favorable.

Chiffre d'affaires par activité

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Ventes d'énergie		
• Gaz naturel	24 194	9 484
• Électricité	7 852	6 531
Autre production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	3 273	2 803
• Produits des activités annexes et autres ventes	905	453
TOTAL	**36 224**	**19 272**

Au 31 décembre 2021, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) s'élève à 2 002 millions d'euros HT.

13.2 Charges de personnel

Évolution des effectifs par collège

En nombre de salariés	31 déc. 2020	Variation	31 déc. 2021
Exécution	195	(21)	174
Maîtrise	1 615	(114)	1 501
Cadre	2 667	(49)	2 618
TOTAL	**4 477**	**(184)**	**4 293**

L'effectif moyen salarié s'élève à 4 293 en 2021 contre 4 477 en 2020.
Le poste "charges de personnel" se décompose de la manière suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Traitements et salaires	(277)	(283)
Charges sociales	(143)	(146)
Intéressement	(22)	(21)
Autres charges	(64)	(71)
TOTAL	**(507)**	**(522)**

Intéressement du personnel

Un accord d'intéressement du personnel aux performances a été mis en place en conformité avec les conditions légales de l'ordonnance 86-1134 du 21 octobre 1986.
L'intéressement et l'abondement sont considérés comme des charges de personnel.

13.3 Dotations nettes aux provisions

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Provision pour renouvellement des biens en concession	-	(3)
Provision pour reconstitution de sites	(3)	-
Autres provisions pour charges	28	8
Autres provisions pour risques	(182)	636
TOTAL	**(158)**	**642**

Les autres provisions pour risques et charges se composent pour l'essentiel de :

- reprise nette aux provisions pour contrats déficitaires pour 16 millions d'euros ;
- reprise nette aux provisions pour litiges relatifs au personnel pour 1 million d'euros ;
- reprise nette aux provisions pour risques pour 149 millions d'euros dont principalement *swap mark-to-market* négatif pour 151 millions d'euros ;
- reprise nette de provisions pour litiges commerciaux pour 14 millions d'euros ;
- reprise nette de provisions pour redressements fiscaux pour 2 millions d'euros.

13.4 Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 2 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 10 millions d'euros au 31 décembre 2020.

13.5 Subvention d'exploitation

Les subventions d'exploitation intègrent le produit de subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes au TRVG réalisées au cours des mois de novembre et décembre 2021.

NOTE 14 Résultat financier

			Total	
En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 018)	498	(520)	(545)
Intérêts sur comptes courants et créances rattachées à des participations	-	8	8	6
Résultat de change	(691)	545	(146)	94
Dividendes reçus	-	1 044	1 044	1 957
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(37)	33	(4)	(71)
TOTAL	**(1 747)**	**2 128**	**381**	**1 440**

NOTE 15 Résultat exceptionnel

			Total	
En millions d'euros	**Charges**	**Produits**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2020**
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(17)	3	(14)	10
Cessions d'immobilisations financières	(525)	1 529	1 003	742
Provision pour hausse de prix	(89)	-	(89)	-
Amortissements dérogatoires	(267)	245	(23)	(32)
Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations	(191)	982	791	(4 895)
Autres	(88)	191	103	(85)
TOTAL	**(1 178)**	**2 949**	**1 771**	**(4 260)**

La ligne "Autres" comprend notamment diverses indemnités liées à la résolution de litiges dont Equinor, des refacturations aux filiales de malis de livraison d'actions gratuites et des dépréciations de logiciels.

NOTE 16 Situation fiscale

16.1 Régime de l'intégration fiscale

L'option pour le régime de l'intégration fiscale actuellement en cours est renouvelable tous les cinq ans par tacite reconduction.

16.2 Impôts sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2021 est de 28,40%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%.

	2021			2020		
En millions d'euros	**Résultat avant impôt**	**Impôt***	**Résultat net**	**Résultat avant impôt**	**Impôt***	**Résultat net**
Impôt sur les sociétés de l'exercice d'ENGIE SA (hors groupe fiscal)						
• résultat courant	(465)		(465)	(200)		(200)
• résultat exceptionnel	1 771		1 771	(4 260)		(4 260)
Charge d'impôt (impôt dû par les filles/ provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale)	**-**	**474**	**474**	**-**	**532**	**532**
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement		408			460	
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés		26			9	
• dont autres (essentiellement mise à jour des stocks de CICE et CIR 2021/2020)		40			63	
TOTAL	**1 306**	**474**	**1 780**	**(4 460)**	**532**	**(3 928)**

* *Un signe positif traduit un produit d'impôt*

En 2021 comme en 2020, le résultat fiscal individuel d'ENGIE SA est déficitaire. Les dividendes reçus des filiales suivent le traitement fiscal du régime mère/fille et sont exonérés, sous réserve d'une réintégration de quote-part de frais de 1% ou 5% suivant les cas.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 474,3 millions d'euros contre un produit d'impôt de 532,2 millions d'euros en 2020 et s'articule comme suit :

- un produit d'intégration fiscale de 407,8 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 466,7 millions d'euros en 2020 qui résulte de la différence entre :
  - la contribution à l'impôt groupe dû par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 406,7 millions d'euros contre 459,9 millions d'euros en 2020,
  - les crédits d'impôt au niveau du groupe fiscal intégré de 1,1 million d'euros au 31 décembre 2021, contre 0,8 million d'euros en 2020,
  - et la charge d'impôt sur les sociétés du groupe fiscal intégré, laquelle est nulle en 2021 tout comme en 2020 ;

- une reprise nette de provision pour impôt de 25,8 millions d'euros en 2021 contre 9 millions d'euros en 2020 intégrant notamment :
  - 43,7 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 72,6 millions d'euros de dotation nette en 2020,
  - aucune reprise sur risques fiscaux contre une reprise de 0,8 million d'euros en 2020,
  - 69,5 millions d'euros de reprise relative au suramortissement de l'exercice de la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession en 2007 de l'activité de distribution du gaz ;
- divers autres impôts nets créditeurs pour 40 millions d'euros en 2021, essentiellement liés aux variations de stocks de CICE et de CIR.

16.3 Situation fiscale différée

La situation fiscale différée présentée ci-après est issue des décalages temporels entre le traitement fiscal et comptable de produits ou de charges.

Les taux d'imposition futurs retenus tiennent compte de l'effet de baisse progressive du taux d'impôt sur les sociétés de 2021 à 2022 selon le projet de loi de finances 2018.

	2021	2020	
En millions d'euros	25,82%	28,40%	25,82%
Année de retournement	2022 et +	2021	2022 et +
Bases passives d'imposition différée			
• Charges déductibles non comptabilisées	272	304	-
• Produits comptabilisés non imposés	109	27	109
Bases actives d'imposition différée			
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	1 448	513	1 100
• Produits imposés non comptabilisés	283	339	39
Base fiscale différée nette	**1 350**	**520**	**1 030**
• Effet théorique d'imposition différée	349	148	266

NOTE 17 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)

17.1 Engagements à caractère financier

La gestion des risques financiers (risques de taux, de change, de liquidité et de crédit) est placée sous la responsabilité de la Direction Financière du groupe ENGIE.

17.1.1 Risque de liquidité

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

La centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie du Groupe est assurée via les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via les véhicules de *cash pooling,* la centralisation automatisée de trésorerie du Groupe.

La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés localisés en France (ENGIE Finance) et au Luxembourg (ENGIE Treasury Management) pour les pays européens. Ces véhicules centralisent la quasi-totalité des besoins et excédents disponibles des sociétés contrôlées, avec une gestion homogène en matière de risque de contrepartie et de stratégie de placement.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Notes*, à des émissions de NEU CP (*Negotiable European Commercial Paper*) en France et d'USCP (*United States Commercial Paper)* aux États-Unis.

Dans ce cadre, l'accès aux marchés des capitaux à long terme est concentré sur ENGIE SA pour les nouvelles dettes obligataires du Groupe, ainsi que pour les titres négociables à court terme émis.

Ces programmes sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer si l'accès à cette source de financement venait à se tarir.

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. ENGIE SA dispose ainsi de liquidités mobilisables à très court terme, lui permettant de faire face à ses besoins de trésorerie courants ou de servir de relais en cas d'opérations de croissance externe :

- ENGIE SA dispose d'un encours de 11 666 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédits syndiqués de 5 000 millions d'euros et 4 000 millions d'euros respectivement à échéance décembre 2025 et décembre 2026. Au 31 décembre 2021, ENGIE SA a utilisé ces lignes de crédit à hauteur de 627 millions d'euros. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit ;
- ENGIE SA a également accès au marché des dettes à court terme via des programmes d'émission : USCP pour un montant de 4 500 millions de dollars américains utilisé à hauteur de 1 082 millions de dollars américains (soit 955 millions d'euros) au 31 décembre 2021, et NEU CP pour un montant de 5 000 millions d'euros utilisé à hauteur de 4 007 millions d'euros au 31 décembre 2021.

17.1.2 Risque de contrepartie

ENGIE SA est exposée au risque de contrepartie, d'une part par ses activités opérationnelles, et d'autre part par ses activités financières.

Pour ce qui concerne ses activités opérationnelles, le Groupe a mis en place des procédures de suivi du risque de contrepartie adaptées aux particularités des populations concernées (entreprises privées, particuliers, collectivités publiques). Les clients représentant une contrepartie significative pour la Société sont intégrés aux procédures applicables aux activités financières décrites ci-après, afin de permettre un suivi transverse du risque de contrepartie les concernant.

Pour ses activités financières, ENGIE SA a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées sur :

- l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes ;
- les éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) ;
- les surfaces financières desdites contreparties ;
- la mise en place de limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition sur le risque de contrepartie, ENGIE SA a recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats-cadres (incluant des clauses de *netting* – compensation) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge). Le contrôle des risques de contrepartie liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *middle-office* indépendant du trésorier Groupe.

17.1.3 Risque de taux

ENGIE SA met en œuvre une politique d'optimisation du coût de financement de sa dette nette en utilisant plusieurs types d'instruments financiers (*swaps* et options de taux d'intérêt) en fonction des conditions de marché.

ENGIE SA s'assure également que le solde entre la part à taux variable de sa dette et ses excédents de trésorerie reste faiblement exposé à une variation défavorable des taux d'intérêt à court terme.

Les positions du groupe ENGIE sont gérées de manière centralisée. Les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable du Management.

	Notionnel au 31 déc. 2021						
En millions d'euros	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur ICNE inclus	Notionnel au 31 déc. 2020
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	1 150	2 900	1 900	2 703	8 653	(1 228)	6 258
Payeur taux variable/receveur taux fixe	5 574	4 550	3 738	2 728	16 590	821	14 872
Achat de *CAP*							
Payeur taux fixe/receveur taux variable							1 000
TOTAL EUR	**6 724**	**7 450**	**5 638**	**5 431**	**25 243**	**(407)**	**22 130**
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable		1 461			1 461	(24)	1 349
Payeur taux variable/receveur taux fixe					-		
TOTAL USD	**-**	**1 461**	**-**	**-**	**1 461**	**(24)**	**1 349**
TOTAL	**6 724**	**8 911**	**5 638**	**5 431**	**26 704**	**(431)**	**23 479**

	Notionnel au 31 déc. 2021						
En millions d'euros	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur ICNE inclus	Notionnel au 31 déc. 2020
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe			638	1 291	1 929	(203)	2 179
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		-
Total GBP	**-**	**-**	**638**	**1 291**	**1 929**	**(203)**	**2 179**
***Swap* de devises**							
Payeur taux variable/receveur taux fixe	101	128			229	(35)	229
Payeur taux fixe /receveur taux fixe		149			149		149
Total JPY	**101**	**277**	**-**	**-**	**378**	**(35)**	**378**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	-	-	-	-	-
Payeur taux variable/receveur taux fixe		144			144	31	144
Total CHF	**-**	**144**	**-**	**-**	**144**	**31**	**144**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe			44		44	2	90
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		
Payeur taux variable/receveur taux variable					-		-
Payeur taux variable/receveur taux fixe	580				580	94	580
Total USD	**580**	**-**	**44**	**-**	**624**	**96**	**670**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	67	-	-	67	(18)	67
Total NOK	**-**	**67**	**-**	**-**	**67**	**(18)**	**67**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	75		54	129	1	129
Total AUD	**-**	**75**	**-**	**54**	**129**	**1**	**129**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	98	153	251	7	251
Total HKD	**-**	**-**	**98**	**153**	**251**	**7**	**251**
***Swap* de devises**							
Payeur taux variable /receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	
Total MXN	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**681**	**563**	**780**	**1 498**	**3 522**	**(121)**	**3 818**

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2021 sont les suivantes :

- ENGIE SA a souscrit des *swaps* à court terme (inférieurs à six mois) pour couvrir le risque de taux sur ses opérations de gestion de trésorerie à court terme (émission de NEU CP). Il s'agit de *swaps* payeurs taux variable Ester/receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 3 408 millions d'euros ;
- conformément à la politique de risque de taux du Groupe, au regard de l'évolution des conditions de marché, une gestion active du risque de taux est pilotée en central par l'intermédiaire de *swaps* et options de taux et encadrée par un mandat de risque annuel ;
- dans le cadre de la politique de risque de taux du Groupe, ENGIE SA a mis en place depuis 2009 des couvertures de taux indexés taux dollar permettant de fixer la dette du Groupe en dollars américains pour un nominal au 31 décembre 2021 de 1 655 millions de dollars correspondant à 1 461 millions d'euros ;
- afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette au niveau Groupe, ENGIE SA a un portefeuille de pré-couvertures de taux d'intérêt à termes débutant de 2023 à 2028 sur des maturités allant de 10 à 20 ans, pour chacun des volumes initiés en 2021 et pour un nominal au 31 décembre 2021 de 2 900 millions d'euros.

17.1.4 Risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le management du Groupe. Aux bornes d'ENGIE SA on distingue trois sources de risque de change principales :

- risque transactionnel lié aux opérations courantes :
  ce risque concerne les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de gaz naturel dans une devise différente de l'euro. Les contrats d'achat ou vente de gaz sont fréquemment indexés sur les prix des produits pétroliers, eux-mêmes pour la plupart cotés en dollars américains ;
- risque transactionnel lié aux opérations financières : toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes.

- risque translationnel :
  ce risque concerne les entités consolidées ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent aux actifs en dollars américains, en réals brésiliens et en livres sterling.

L'exposition au risque de change sur ces opérations est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes ou indexés par des *swaps* financiers ;
- de façon centralisée, pour le risque translationnel, avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du dollar américain sur les coûts d'approvisionnement, et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, ENGIE SA utilise principalement des contrats d'achats ou de ventes à terme de devises, ainsi que des *swaps* de change, pour couvrir ses achats de gaz et ses activités de financement.

Afin de limiter l'impact du risque de conversion de certaines créances rattachées à des participations, l'impact de conversion de futures acquisitions en devises, ou encore pour couvrir le risque patrimonial lors de la consolidation de sociétés, ENGIE SA a mis en place – ou complété – des positions sur des transactions à terme de devises, lesquelles lui permettent de neutraliser ou minimiser les écarts de conversion sur ces dépôts, prêts ou autres opérations futures.

Au 31 décembre 2021, les engagements correspondant aux risques translationnels et financiers sont les suivants :

En millions d'euros	Engagements part fixe au 31 déc. 2021			Contrevaleur au 31 déc. 2021	Différentiel de change au 31 déc. 2021	Engagement part fixe au 31 déc. 2020
	Par échéance					
Contrats à terme	2022	2023	2024 et au-delà			
Position acheteur						
Devise AUD	48	82	-	130	5	172
Devise CAD	3	1	-	4	-	19
Devise CHF	-	-	-	-	-	33
Devise CNH	16	7	-	23	1	11
Devise GBP	523	4	1	528	2	19
Devise NZD	9	-		9	-	9
Devise USD	1 061	-	-	1 061	16	954
Position vendeur						
Devise AUD	3	-	-	3	-	5
Devise CAD	3	1		4	-	19
Devise CHF	-	-	-	-	-	234
Devise CNH	16	7	-	23	1	11
Devise GBP	261	4	1	266	3	209
Devise NZD	9	-		9	-	6
Devise USD	1 973	-	-	1 973	20	1 337

17.1.5 Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2021	Échéance		
		À fin 2022	De 2023 à 2026	2027 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	245	51	180	14
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	9 355	869	5 082	3 404
Engagements de financement				
Sûretés personnelles données	6	6		
Garanties cautions et avals aux filiales	4 387	368	1 670	2 349
Sûretés réelles données	-			
Lignes de crédit	-			
Autres engagements donnés				
Garanties sur convention de cessions d'activités	3 726	28	3 531	167
Engagements de location simple	955	68	292	595
Engagements de crédit-bail	-			
Engagements relatifs aux méthaniers	-			

Les engagements sur marchés comprennent les garanties données par ENGIE SA sur des contrats opérationnels pour son propre compte et celui de ses filiales pour un total de 9 600 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Les engagements de financement, d'un montant de 4 393 millions d'euros, correspondent à des garanties de paiements accordées par ENGIE SA à des tiers pour le compte de ses filiales pour un montant de 4 387 millions d'euros, et à des sûretés personnelles pour 6 millions d'euros.

Les garanties sur convention de cessions d'activités, pour 3 726 millions d'euros, portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions :

- de GRTgaz à la Société d'Infrastructures Gazières (SIG). ENGIE SA s'est engagé à garantir la SIG, pendant 20 ans, contre toute perte que la SIG pourrait subir du fait de l'inexactitude de la déclaration spécifique relative à l'absence de pollution sur les terrains détenus ou exploités par GRTgaz. Inexactitude qui serait de nature à imposer des travaux de dépollution à la charge de GRTgaz, dont le coût ne serait pas pris en charge par le tarif. Cette garantie, d'un montant de 167 millions d'euros, proportionnelle au pourcentage de détention (25%) fait suite à l'entrée de la SIG, en juillet 2011 dans le capital de GRTgaz ;
- d'ENGIE Exploration & Production (EPI), suite à la cession de la participation minoritaire de 30% à FULLBLOOM Investment Corporation (FIC), filiale à 100% de China Investment Corporation (CIC) en 2011, pour un montant maximal de 2 781 millions d'euros à échéance 2026 ;
- d'une participation de 10% dans le train 1 de l'usine de liquéfaction Atlantic LNG à Trinité et Tobago pour un montant maximum de 750 millions d'euros à échéance 2026 ;
- de six plateformes numériques et de la plateforme Smart O&M à ENGIE Information & Technologies pour une durée de 36 mois à compter du second trimestre 2019, pour un montant total de 28 millions d'euros.

Les engagements de location simple, pour 955 millions d'euros, correspondent à la valeur des loyers actualisés restant à couvrir jusqu'aux échéances des baux de locations immobilières dans le cadre de l'activité d'ENGIE SA. Les engagements relatifs au projet Campus et au projet Urban Garden restent inchangés pour des montants respectifs de 578 millions et 41 millions d'euros. Certains loyers d'immeubles étant refacturés à des filiales du Groupe, les engagements correspondants figurent en engagements reçus.

D'autres engagements ont été donnés pour garantie de bonne et complète exécution :

- aux autorités de Hong Kong pour les contrats obtenus par Sita devenue SUEZ Environnement, puis SUEZ, qui contre-garantit ENGIE SA pour ces mêmes montants :
  - exploitation de la décharge Nent en partenariat avec les groupes Newworld et Guandong à échéance 2063,
  - exploitation de différents sites de décharge, dont Went, NWNT à échéance 2033, et Pillar Point à échéance 2036 à l'origine en partenariat avec Swire Pacific Ltd, avant que ce dernier ne cède en décembre 2009 à SUEZ Environnement sa participation dans la société Swire SITA Waste Services, filiale commune aux deux ensembles. Les garanties ont été réémises à cette occasion par ENGIE SA, étant précisé qu'en cas d'appel en garantie pour une cause afférente à la période de cogestion, le Groupe Swire s'est engagé sur le principe d'une indemnisation à hauteur de la moitié de la responsabilité ultime des deux groupes ;
- à Ayr Environnemental Services et Caledonian Environnemental Services, sociétés écossaises, pour les contrats de construction de stations d'assainissement d'eaux usées et de traitement des boues obtenus par le groupe de constructeurs Degrémont SA/AMEC Capital Projects Ltd ;
- au "Lord Mayor Aldermen and Burgesses of Cork" pour le contrat de construction et d'exploitation de stations d'assainissement d'eaux usées de la ville de Cork, à échéance 2024, contrat porté par un consortium composé de deux filiales d'ENGIE SA, de Dumez GTM (filiale du Groupe VINCI), de Pj Hegarty & Sons and Electrical & Pump Services, chacun des membres du consortium et VINCI contre-garantissant ENGIE SA ;
- en 2008, SUEZ Environnement, devenue SUEZ en 2016, a pris un engagement de contre-garantie pour l'ensemble des garanties données par ENGIE SA pour les entités du pôle environnement pour lesquelles SUEZ n'était pas déjà contre-garantie ;
- dans le cadre de la filialisation en 2000 des activités eau et assainissement, le transfert des contrats locaux de délégation de service public à la société Lyonnaise des Eaux était assorti d'une garantie ENGIE SA de bonne exécution, à échéance 2028. Au 31 décembre 2021, il subsiste 30 contrats de ce type.

Dans le cadre de l'OPA de Veolia sur SUEZ, Veolia a été informé par ENGIE SA des engagements et garanties de bonne et complète exécution pour certains contrats accordés par ENGIE SA à SUEZ et ses filiales. Veolia s'est engagé, dès lors qu'elle aura pris le contrôle de SUEZ, à faire ses meilleurs efforts pour se substituer à ENGIE dans ces engagements et garanties et contre-garantir, directement ou par toute filiale, l'ensemble des obligations d'ENGIE au titre de ces engagements et garanties. Veolia s'est également engagé à faire tout ce qui est en son pouvoir pour s'assurer de la bonne et complète exécution par SUEZ ou par ses filiales des contrats concernés par ces engagements et garanties.

17.1.6 Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2021	Échéance À fin 2022	De 2023 à 2026	2027 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	47	-	47	-
Engagements de financement				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	11 038	585	10 338	115
Sûretés personnelles reçues	5		5	
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
Autres engagements reçus				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	1 030	30	1 000	
Contre-garanties sur engagements d'activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	498	66	255	177
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthaniers	-	-	-	-

ENGIE SA dispose, depuis avril 2014, d'une ligne de crédit syndiqué à hauteur de 5 000 millions d'euros dont l'échéance initialement prévue en 2019 a été reportée en décembre 2025. En décembre 2021, une nouvelle ligne de crédit syndiqué d'un montant de 4 000 millions d'euros a été souscrite avec pour échéance décembre 2026.

Les contre-garanties sur sûretés personnelles concernent les garanties reçues des membres du GIE ENGIE Alliance.

Les engagements de location simple, pour 498 millions d'euros, correspondent à la refacturation des loyers d'immeubles occupés par des filiales du Groupe.

17.2 Engagements relatifs aux matières premières

17.2.1 Engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité

L'approvisionnement en gaz en Europe s'opère en partie grâce à des contrats long terme dont une partie en *take or pay* (littéralement prendre ou payer). Ces engagements long terme rendent possible le financement d'infrastructures coûteuses de production et de transport. Le vendeur s'engage à long terme à servir l'acheteur, moyennant un engagement de ce dernier à payer des quantités minimales, qu'il en prenne livraison ou non. Ces engagements sont assortis de dispositions de sauvegarde (force majeure) et de flexibilité de volume permettant de gérer les aléas de la demande, principalement climatiques, ainsi que les aléas techniques.

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, ENGIE SA a sécurisé ses approvisionnements par ce type de contrats dont la durée peut atteindre 25 ans.

Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz :

- un engagement d'ENGIE SA d'enlever des quantités minimales ;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

La compétitivité de ces contrats est assurée par des formules de prix indexés et des mécanismes de révision de prix.

Au 31 décembre 2021, les engagements d'ENGIE SA sont de 364 TWh à moins d'un an, 1 192 TWh entre deux et cinq ans et 965 TWh à plus de cinq ans.

Par ailleurs, ENGIE SA a souscrit des achats et ventes à terme de gaz naturel, principalement à échéance inférieure à un an, dans le cadre de son activité de négoce : achats et ventes de gaz sur les marchés de court terme et offres avec ingénierie de prix aux autres opérateurs.

Au 31 décembre 2021, les engagements de ENGIE SA sont de 39 TWh d'achats à terme et 295 TWh de ventes à terme.

Pour satisfaire ses engagements d'enlèvement de volume, ENGIE SA a conclu des contrats à long terme de réservation de capacités de transport terrestre et maritime.

Au 31 décembre 2021, les engagements d'ENGIE SA sont de 117 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 38 TWh pour les ventes à terme d'électricité.

17.2.2 Produits dérivés

Dans le cadre de son activité d'achat et de vente d'énergie, ENGIE SA utilise des produits dérivés d'énergie afin d'adapter son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel, de l'électricité et des produits pétroliers.

Les instruments dérivés sur matières premières (gaz naturel, pétrole et électricité) détenus par ENGIE SA consistent principalement en contrats d'échange (*swaps*), à terme (*futures*) et options souscrits pour gérer son risque de prix dans le cadre de son activité de négoce. Ces instruments sont négociés auprès des tiers par l'intermédiaire de ses filiales spécialisées ENGIE Global Markets et ENGIE Energy Management, sur les marchés organisés, ou sur les marchés de gré à gré.

Ces instruments dérivés entrent plus particulièrement dans la gestion des risques associés aux opérations :

- d'ingénierie de prix destinées à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque de prix sur le gaz ou l'électricité. Ils visent principalement à garantir une marge commerciale, quelle que soit l'évolution des indices matières entrant dans le prix proposé aux clients, même lorsqu'ils diffèrent des indices matières auxquels est exposé l'approvisionnement d'ENGIE SA. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds (*calls*) ou planchers (*puts*) ;
- d'optimisation du coût des approvisionnements. En effet, les approvisionnements en énergie, les actifs de production d'électricité et les actifs ou réservations de capacité de transport et de stockage disponibles et non nécessaires à la fourniture des clients sont systématiquement valorisés sur les marchés.

L'exposition au risque de prix des matières premières sur opérations commerciales est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés, d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes et indexés par des *swaps* financiers.

Selon la nature des éléments couverts, les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffres d'affaires ou en coût d'achat d'énergie.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du prix des matières premières sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

17.2.2.1 Instruments comptabilisés en positions ouvertes isolées

	Notionnel au 31 déc. 2021				Juste valeur au 31 déc. 2021 *(en millions d'euros)*	Notionnel au 31 déc. 2020 *(en GWh)*
	En GWh par échéance			*(en millions d'euros)*		
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
***SWAPS* (position acheteur)**						
Gaz naturel	63 431	4 782	5 272	5 447	4 160	230 629
Produits pétroliers	13 911	9 780	3 821	418	418	42 680
Électricité	624	216	-	15	39	5
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
***SWAPS* (position vendeur)**						
Gaz naturel	(58 081)	(4 780)	(7 892)	(3 904)	(3 146)	(203 248)
Produits pétroliers	(6 465)	(2 971)	(771)	(238)	(238)	(16 557)
Électricité	(565)	(242)	(351)	(25)	(51)	(5 155)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
Options (position acheteur)						
Gaz naturel	619	160	-	-	-	1 490
Produits pétroliers	-	-	-	4	4	-
Électricité	-	-	-	-	-	-
Options (position vendeur)						
Gaz naturel	(2 960)	(664)	(128)	-	(33)	-
Produits pétroliers	-	-	-	(4)	(4)	-
Électricité	-	-	-	-	-	-

(1) En kilos de quotas de CO_2

17.2.2.2 Instruments comptabilisés en comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture n'est pas appliquée dans les comptes sociaux d'ENGIE SA.

17.2.2.3 Contrats à livraison physique

	Notionnel au 31 déc. 2021				Juste valeur au 31 déc. 2021 (en millions d'euros)	Notionnel au 31 déc. 2020 (en GWh)
	En GWh par échéance			(en millions d'euros)		
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
***Forward* (position acheteur)**						
Gaz naturel	945 391	232 741	90 160	47 281	29 152	1 727 928
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	29 466	11 661	5 598	5 406	4 529	97 420
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
***Forward* (position vendeur)**						
Gaz naturel	(911 723)	(214 837)	(93 473)	(45 525)	(27 819)	(1 752 096)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(19 658)	(9 113)	(4 315)	(2 866)	(3 452)	(46 974)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
Options (position acheteur)						
Gaz naturel	-	-	-	1 158	1 223	3 022
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	3 564	10 831	2 880	305	860	2 224
Options (position vendeur)	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel	(2 978)	-	-	(2 447)	(2 468)	-
Produits pétroliers	-	-	-	(27)	(27)	-
Électricité	(11 604)	(14 497)	(1 405)	(317)	(1 519)	13 393

(1) En kilo de quotas de CO_2

17.3 Couverture des risques assurables

Sur la base de l'identification des risques assurables (notamment ceux concernant les biens de l'entreprise ainsi que les dommages occasionnés aux tiers y compris environnementaux), ENGIE SA a mis en place une politique de transfert systématique des risques significatifs. Ainsi, les polices d'assurance contractées présentent des niveaux de couverture élevés afin de limiter l'impact financier sur les comptes du Groupe en cas de sinistre.

Par ailleurs, pour garantir l'homogénéité des couvertures mises en place, la gestion des assurances est centralisée au niveau du Groupe. Ceci a notamment permis d'intégrer les nouveaux projets des filiales dans les contrats existants et de pleinement jouer le rôle de prescripteur pour les filiales contrôlées majoritairement.

NOTE 18 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel

Récapitulatif des engagements

	Régime des IEG		Régime hors IEG		Total	
En millions d'euros	Au 31 déc. 2021 (1)	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2020
Retraite	**2 175**	**2 480**	**290**	**297**	**2 465**	**2 777**
Régime	2 175	2 480	290	297	2 465	2 777
IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi	**225**	**286**	**24**	**27**	**248**	**313**
Avantage en nature énergie et eau	102	145	4	5	106	150
Indemnités de fin de carrière (2)	48	54	-	-	48	54
Indemnités de secours immédiat	60	71	-	-	60	71
Autres (3)	15	16	20	22	34	38
Autres engagements envers le personnel	**87**	**94**	**-**	**-**	**87**	**94**
Pensions d'invalidité et autres	79	86	-	-	79	86
Médailles du travail	8	8	-	-	8	8
TOTAL	**2 487**	**2 861**	**314**	**324**	**2 801**	**3 184**

(1) Dont 105 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (voir Note 18.4 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux")
(2) Dont 4,5 millions d'euros d'incidence de l'interprétation IFRIC sur la reconnaissance de droits dans le cas de régimes à paliers, en application de la recommandation ANC 2013-02 modifiée le 5 novembre 202
(3) Indemnités compensatrices de frais d'études, congés exceptionnels de fin de carrière et régime de complémentaire santé ex-SUEZ

Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime des IEG	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**
Taux d'actualisation	1,31%	0,79%	1,31%	0,78%	1,06%	0,52%	1,25%	0,72%
Taux d'inflation	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%
Durée résiduelle de service	23 ans	21 ans	23 ans	21 ans	23 ans	21 ans	23 ans	21 ans

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG Ex-SUEZ	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**
Taux d'actualisation	0,73%	0,55%	-	-	-	-	0,73%	0,55%
Taux d'inflation	1,80%	1,80%	-	-	-	-	1,80%	1,80%
Durée résiduelle de service								

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG Ex-Cie Financière	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**	**2021**	**2020**
Taux d'actualisation	0,73%	0,80%	-	-	-	-	0,73%	0,80%
Taux d'inflation	1,80%	1,80%	-	-	-	-	1,80%	1,80%
Durée résiduelle de service								

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 20%.

18.1 Retraites

Les principaux régimes à prestations définies en vigueur chez ENGIE SA sont :

- d'une part, les pensions dues dans le cadre du régime spécial de retraite des Industries Électriques et Gazières (IEG) ;
- d'autre part, les régimes repris suite à la fusion-absorption de Suez par ENGIE SA :
  - le régime de retraite complémentaire de 1953, régime fermé depuis le 31 décembre 1988,
  - les régimes, fermés à ce jour, de l'ex-Compagnie de SUEZ (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière),
  - le régime de retraite complémentaire cadres supérieurs, commun à l'ensemble des sociétés de l'eau (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière).

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

Pensions du régime des IEG

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à la Caisse nationale des industries électriques et gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale et du Budget. Les conditions de détermination de droits à la retraite, fixées par le statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes.

Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005, soit pour ENGIE SA 3,25% des engagements "droits spécifiques passés" de l'ensemble des entreprises des IEG.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

Mode de calcul des engagements de retraite

Les engagements d'ENGIE SA sont déterminés selon une méthode actuarielle conformément au mode de calcul des engagements présenté dans la recommandation de l'ANC du 7 novembre 2013 (2013-02). Cette méthode, dite des "unités de crédit projetées", repose sur des lois de projection portant notamment sur les salaires de fin de carrière, les âges de départ à la retraite, l'évolution des effectifs de retraités et les reversions de pensions.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- évaluation sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- détermination pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG ou, s'agissant des régimes ex-SUEZ, pour l'ensemble des salariés et retraités bénéficiaires de ces régimes ;
- les écarts actuariels sont immédiatement pris en compte.

18.2 Les autres avantages au personnel

En complément des retraites, d'autres avantages sont donnés aux actifs et aux inactifs des IEG :

- avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie,
  - les indemnités de fin de carrière,
  - les congés exceptionnels de fin de carrière,
  - le régime des capitaux décès,
  - le régime d'aide aux frais d'études ;
- avantages à long terme :
  - les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles,
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
  - les médailles du travail,
  - l'aide bénévole amiante.

Par ailleurs, les retraités d'ex-SUEZ bénéficient des avantages suivants au titre des avantages postérieurs à l'emploi : une prime eau et un régime de complémentaire santé.

La méthode retenue pour évaluer les engagements est celle des "unités de crédit projetées".

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.2.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que l'ensemble des agents, actifs et inactifs, bénéficient d'un régime d'avantage en nature énergie. Cet avantage recouvre la fourniture de gaz et d'électricité à tarif préférentiel.

L'engagement relatif à la fourniture de gaz aux agents d'ENGIE SA et d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la valeur probable du prix de l'accord d'échange d'énergie avec EDF.

18.2.2 Les indemnités de fin de carrière

Depuis le 1er juillet 2008, les agents (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent) perçoivent, lors de leur départ en retraite, une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG, plafonnée au-delà d'une ancienneté de 40 ans.

18.2.3 Les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.3 Variation de la valeur actualisée des engagements

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	**2 480**	**2 233**	**286**	**283**	**94**	**85**	**297**	**297**	**27**	**26**	**-**	**-**	**3 184**	**2 924**
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services passés : modifications de régimes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	35	27	10	8	12	12	-	-	-	-	-	-	57	46
Charges d'intérêt sur obligation	17	26	2	4	-	1	1	3	-	-	-	-	21	34
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	(240)	262	(29)	17	(6)	6	(7)	38	(1)	1	-	-	(284)	324
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	(7)	-	(6)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(13)	-
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	(32)	16	(28)	(16)	(4)	(2)	14	-	-	-	-	-	(50)	(2)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) [1]	(79)	(84)	(6)	(10)	(8)	(8)	(15)	(15)	(2)	(2)	-	-	(110)	(119)
Autres [2]	-	-	(5)	-	-	-	-	(25)	-	-	-	-	(5)	(25)
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	**2 174**	**2 480**	**224**	**286**	**87**	**94**	**290**	**297**	**24**	**27**	**-**	**-**	**2 799**	**3 184**

(1) L'impact total au compte de résultat des prestations payées pour l'ensemble des régimes ressort à 110 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 119 millions d'euros au 31 décembre 2020

(2) Dont 4,5 millions d'euros d'incidence de l'interprétation IFRIC sur la reconnaissance de droits dans le cas de régimes à paliers, en application de la recommandation ANC 2013-02 modifiée le 5 novembre 2021

18.4 Provisions

ENGIE SA provisionne à la clôture de l'exercice les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité en cours de service et les prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière). Figure également au passif d'ENGIE SA une provision pour retraite et autres avantages apportés par SUEZ lors de la fusion-absorption en 2008. Ces provisions sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements correspondants provisionnés au 31 décembre 2007. Elles ne font plus l'objet ni de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés, ni de désactualisation.

Au 31 décembre 2021, ENGIE SA a provisionné 105 millions d'euros, contre 113 millions d'euros en 2020, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 8 millions d'euros.

Évolution des provisions sur engagements sociaux

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite [1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Retraite [1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Total	
En millions d'euros	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture (provisionnée)	-	-	14	13	94	85	5	5	-	-	-	-	113	103
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	-	-	1	1	12	12	-	-	-	-	-	-	13	13
Charges d'intérêt sur obligation	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	1	1
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	-	-	(1)	1	(6)	6	-	-	-	-	-	-	(7)	7
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	-	-	-	-	(4)	(2)	-	-	-	-	-	-	(4)	(2)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	-	-	(1)	(2)	(8)	(8)	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture (provisionnée)	-	-	13	14	87	94	5	5	-	-	-	-	105	113

(1) En 2021, comme en 2020, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG

(2) Indemnités congés exceptionnels (13 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-SUEZ et prime eau nulle au 31 décembre 2021

(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (47 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (29 millions d'euros), d'amiante (3 millions d'euros) et médailles du travail (8 millions d'euros)

18.5 Contrats d'assurance

ENGIE SA a souscrit auprès de diverses compagnies d'assurances des contrats de couverture des retraites et des indemnités de fin de carrière. Des versements ont été effectués en 2021 par ces fonds assurantiels pour un montant de 78 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 955 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 1 793 millions d'euros au 31 décembre 2020.

18.6 Variation de la juste valeur des actifs de couverture

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	**1 543**	**1 594**	**22**	**23**	**-**	**-**	**228**	**237**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1 793**	**1 854**
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendement attendu des actifs	11	19	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	12	22
Primes nettes de frais de gestion	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	211	(6)	2	(1)	-	-	10	(6)	-	-	-	-	223	(12)
Prestations payées pour les actifs de couverture	(63)	(64)	-	-	-	-	(14)	(15)	-	-	-	-	(78)	(80)
Autres	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	4	
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	**1 702**	**1 543**	**24**	**22**	**-**	**-**	**229**	**228**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1 955**	**1 793**

Information relative au rendement des actifs

	Régime des IEG						Régime hors IEG					
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Rendement réel des actifs de couverture	**13,4%**	**1,4%**	**13,4%**	**1,4%**	**-**	**-**	**1,8%**	**3,2%**	**-**	**-**	**-**	**-**

Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraite et autres actifs du régime des IEG s'établit à 13,36% pour l'exercice 2021.
Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraites du régime hors IEG s'établit à 1,76% pour l'exercice 2021.
La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	Régime des IEG		Régime hors IEG	
	2021	2020	2021	2020
Placements actions	32%	30%	9%	9%
Placements obligataires	49%	63%	83%	82%
Autres (y compris monétaires)	19%	7%	9%	9%
	100%	**100%**	**100%**	**100%**

Les contrats d'assurance collectifs sur la vie, contractés auprès d'assureurs pour couvrir les passifs sociaux IEG de retraite et d'indemnités de fin de carrière, sont gérés en unités de compte. Ces contrats sont ouverts à ENGIE SA et aux filiales du Groupe adhérentes à "la convention de gestion du passif social du Groupe". Les contrats peuvent être investis marginalement dans des instruments financiers émis par ENGIE SA, principalement des actions.

Compte tenu des unités de compte revenant à ENGIE SA dans les différents contrats, la part des actifs de couverture investis en instruments financiers émis par ENGIE SA au 31 décembre 2021 s'élève à 8 millions d'euros soit moins de 1% de la valeur totale des fonds à cette date. Les actifs de couverture ne sont pas investis dans des biens immobiliers occupés ou dans d'autres actifs utilisés par ENGIE SA.

18.7 Régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

Les salariés relevant du régime des IEG bénéficient par ailleurs d'un régime de retraite supplémentaire à cotisations définies mis en place en 2009. Les cotisations patronales versées à ce titre s'élèvent à 4,9 millions d'euros en 2021 contre 5 millions d'euros en 2020.

NOTE 19 Litiges

19.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. À ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

Le règlement de la sentence relative à la concession d'Aguas Provinciales de Santa Fe n'aura plus d'incidences financières pour ENGIE compte tenu de la cession de ses parts dans SUEZ.

19.2 Démarchage

EDF a assigné ENGIE devant le Tribunal de commerce de Nanterre le 20 juillet 2017 concernant de prétendus faits de concurrence déloyale dans le cadre des campagnes de démarchage principalement en porte à porte et réclamait 13,5 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. Le Tribunal de commerce, dans son jugement du 14 décembre 2017 a condamné ENGIE à verser la somme de 150 000 euros à EDF en considérant qu'ENGIE avait commis des actes de concurrence déloyale tout en reconnaissant qu'il n'y avait aucun fait de dénigrement à l'encontre d'EDF et qu'ENGIE avait mis en place un dispositif de formation et de contrôle de ses partenaires.

ENGIE a fait appel du jugement et EDF a formé un appel incident et a réclamé 94,7 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. L'arrêt de la Cour d'appel de Versailles a été rendu le 12 mars 2019 en condamnant ENGIE à verser 1 million d'euros à EDF. En outre, la Cour d'appel a ordonné à ENGIE, sous astreinte provisoire de 10 000 euros par infraction constatée sur une période d'un an, de cesser ou faire cesser tout acte de parasitisme et de dénigrement au préjudice d'EDF.

Le 6 juillet 2020, EDF a demandé au juge de l'exécution du tribunal judiciaire de Nanterre de liquider l'astreinte prononcée par la Cour d'appel de Versailles en demandant le versement d'une somme par ENGIE de 106,89 millions d'euros et le prononcé d'une astreinte définitive de 50 000 euros par infraction constatée et pour une durée d'un an. Le juge de l'exécution a rendu sa décision le 11 décembre 2020 au terme de laquelle elle condamne ENGIE à verser la somme de 230 000 euros à EDF et prononce une nouvelle astreinte provisoire d'un montant de 15 000 euros par nouvelle infraction constatée, pendant un an à compter de la signification du jugement par EDF.

Le 22 décembre 2020, EDF a fait appel de ce jugement du juge de l'exécution devant la Cour d'appel de Versailles. Le 1er juillet 2021, la Cour d'appel de Versailles a rendu sa décision. Elle réduit la condamnation d'ENGIE à 190 000 euros et, considérant qu'ENGIE a démontré avoir pris des mesures susceptibles d'être efficientes et que les difficultés rencontrées tiennent pour l'essentiel au comportement des prestataires/partenaires et démarcheurs, elle annule la nouvelle astreinte provisoire et rejette la demande d'EDF de prononcer une astreinte définitive. EDF a introduit un pourvoi en cassation contre cette décision le 29 juillet 2021.

19.3 Commissionnement

S'agissant des prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, a rappelé le principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE, pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. Le législateur a adopté une disposition validant rétroactivement les contrats conclus avec ENEDIS et faisant obstacle à toute demande en réparation des prestations de gestion de clientèle non rémunérées. Le Conseil Constitutionnel a déclaré cette disposition conforme à la Constitution par décision du 19 avril 2019. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est toujours en cours.

19.4 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le tribunal administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour administrative de Versailles, qui a

invalidé le jugement du Tribunal dans un arrêt du 22 décembre 2021. Tout en reconnaissant la nature fiscale de la créance cédée, la Cour ne valide pas l'exonération du prix de cession faute de texte ou de principe en ce sens, et, faute, pour la cession, d'avoir été autorisée par l'État.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1er février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001, et, le 23 juin 2020, la Cour administrative d'appel de Versailles a donné raison à ENGIE eu égard aux demandes de remboursement relatives aux exercices 2002 et 2003 mais a rejeté celle afférente à l'exercice 2004. Compte tenu de la cession des créances de précompte 2002/2003, les sommes seront restituées à l'établissement bancaire cessionnaire. L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'État par les deux parties. Dans le cadre d'une question prioritaire de constitutionnalité, le Conseil d'État a décidé, le 23 octobre 2020, de poser une question préjudicielle à la Cour de justice de l'Union européenne pour savoir si la directive 90/435/CE de 1990 fait obstacle au prélèvement du précompte lors de la redistribution, par une société mère, de dividendes reçus de filiales établies dans l'Union européenne.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de justice de l'Union européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

19.5 Cession de 29,9% du capital de Suez à Veolia

Dans le cadre de la cession par ENGIE à Veolia de 29,9% du capital de Suez le 6 octobre 2020, ENGIE a été appelée, dans diverses procédures tant en référé qu'au fond, et tant en droit social qu'en droit commercial. Ces procédures mettent en présence au principal Veolia et Suez. Ces procédures ont été engagées par Suez, agissant seule ou conjointement avec ses instances représentatives du personnel. Toutes ces procédures ont été clôturées suite à l'accord intervenu entre Veolia et Suez le 14 mai 2021. ENGIE a agi en toutes circonstances dans son bon droit, n'a violé aucune de ses obligations et la cession à Veolia intervenue, qui est définitive, ne présente aucun vice de forme ou de fond qui pourrait en entacher la validité.

NOTE 20 Éléments relatifs aux parties liées

Toutes les transactions significatives effectuées par ENGIE SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché, aucune information n'est à fournir au titre du décret de révision de l'article R. 123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2021 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2020. Il lui confère trois représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 Administrateurs (une Administratrice représentant l'État nommée par arrêté, deux Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 33,20% des droits de vote théoriques (ou 33,36% des droits de vote exerçables) contre 33,19% à fin décembre 2020.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE ("Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises") a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente ("TRV") de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat ("LEC") promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1er juillet 2023.

Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA (ex-ERDF SA), filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

Relations avec la CNIEG (Caisse nationale des industries électriques et gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des entreprises non nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme" Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

NOTE 21 Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif

Les rémunérations de toutes natures (salaires bruts, primes, intéressement et avantages en nature y compris charges patronales afférentes) versées en 2021 au Directeur Général et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 28,8 millions d'euros.

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

Les membres du Conseil d'Administration élus par l'Assemblée Générale, à l'exception des dirigeants mandataires sociaux, des Administrateurs du service public élus sur proposition de l'État et de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires, reçoivent des jetons de présence ; leur montant est de 0,8 million d'euros pour 2021.

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture

Complément de prix lié à la cession d'une partie de la participation d'ENGIE SA dans la société française SUEZ SA

Le 6 octobre 2020, le Groupe avait cédé 29,9% de sa participation dans SUEZ SA au groupe VEOLIA. Cette cession était assortie d'un mécanisme de complément de prix si le groupe VEOLIA menait d'autres opérations capitalistiques sur SUEZ à un prix supérieur à celui du bloc de 29,9% cédé par ENGIE.

En 2021, le groupe VEOLIA a lancé une offre publique d'achat sur SUEZ à un prix de 20,50 euros par action (coupon attaché) qui s'est positivement clôturée le 7 janvier 2022. ENGIE SA reconnaîtra en 2022 le produit de 347 millions d'euros lié à ce mécanisme de complément de prix.

Cession de la participation résiduelle du Groupe dans la société SUEZ SA

Le 18 janvier 2022, le Groupe a apporté sa participation résiduelle dans SUEZ, soit 1,8%, à l'offre publique d'achat initiée en 2021 par le groupe VEOLIA. Cette opération aura un impact sur le résultat 2022 d'ENGIE SA et viendra réduire la dette à hauteur de 227 millions d'euros.

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils

Les seuils de 10% et 50%, dont les franchissements sont présentés dans cette note, correspondent aux pourcentages de détention à partir desquels une entité détenue devient respectivement une participation et une filiale selon le Code de commerce.

Cessions totales ou partielles

	% au 31 déc. 2020	% au 31 déc. 2021	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres cédés *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales (1)						
ECOMETERING	99%	0%		X	38 214 000	Services
Participations (2)						

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%

Achats totaux ou partiels

	% au 31 déc. 2020	% au 31 déc. 2021	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales (1)						
ENGIE investissement 86	-	100%	X		40 000	Autre
ENGIE investissement 87	-	100%	X		40 000	Autre
Participations (2)	-					

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices

	2021	2020	2019	2018	2017
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en euros)*	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre d'actions émises	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre maximum d'actions futures à créer					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	-	-	-	-	-
Opérations et résultat de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	36 224	19 272	17 282	27 833	20 585
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	659	1 444	378	2 960	2 431
Impôts sur les sociétés (en valeur négative = produit d'impôt)	(474)	(532)	(377)	(549)	(1 001)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1 780	(3 928)	(196)	1 102	1 421
Montant des dividendes distribués (y compris part des actions propres)	2 070	1 291	-	2 718	1 700
Résultat par action *(en euros)*					
Résultat après impôt, participation des salariés mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0, 47	0, 81	0, 31	1, 44	1,41
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,73	(1,61)	(0,08)	0,45	0,58
Dividende versé par action [(1)]	0,85	0,53	-	1,12	0,70
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice	4 294	4 477	4 534	4 400	4 873
Montant de la masse salariale de l'exercice	277	283	273	289	317
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales…)	229	239	197	362	269

(1) Soumis à l'approbation du Conseil d'Administration

Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021 de verser un dividende unitaire de 0,85 euro par action, soit un montant total de 2 070 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2021. Ce dividende unitaire proposé de 0,85 euro par action sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis plus de deux ans au 31 décembre 2021 et maintenue jusqu'à la date de mise en paiement du dividende.

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2021

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée Générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2021, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie "Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels" du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le Code de commerce et par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2021 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

La crise mondiale liée à la pandémie de Covid-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Principales estimations et jugements portant sur le chiffre d'affaires

Notes 1 "Règles et méthodes comptables", 2 "Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices" et 13.1 "Ventilation du chiffre d'affaires" de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre société procède à des estimations et fait usage de jugements notamment pour la comptabilisation (i) des ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") et, dans le cas spécifique de l'exercice clos le 31 décembre 2021, (ii) des ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire". **Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") :** L'évaluation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz se rapportant aux segments de clientèle ne faisant l'objet d'une relève de compteurs qu'en cours d'exercice comptable constitue, en date de clôture annuelle, une estimation significative. En effet, les données de relève par compteur étant transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage par rapport à la date de livraison effective, votre société est amenée à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2021, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 2 002 millions d'euros. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution pour la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par le groupe ENGIE. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au prix moyen de l'énergie. Celui-ci tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. **Compensation relative aux ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire"** La forte volatilité observée sur les marchés de l'énergie et l'augmentation significative des prix du gaz naturel en résultant a conduit le Gouvernement français à plafonner, à partir du 1er novembre 2021 et temporairement jusqu'au 30 juin 2022 au travers du dispositif du "bouclier tarifaire" introduit par la loi de finances pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021), les tarifs réglementés de vente de gaz au niveau de ceux du 1er octobre 2021. Les pertes de recettes supportées par votre société à compter du 1er novembre 2021 constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation au travers d'une garantie irrévocable donnée par l'État français. Dans ce contexte, votre société a exercé son jugement afin de déterminer les modalités de comptabilisation de la compensation à recevoir à ce titre, dont le montant est estimé à environ 248 millions d'euros au 31 décembre 2021. Compte tenu des montants en jeu, de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses retenues de volumes et de prix moyens de l'énergie, et des jugements exercés, nous avons considéré (i) l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires livré et non relevé ainsi que (ii) la compensation à recevoir en la date de clôture au titre du dispositif de bouclier tarifaire comme un point clé de l'audit.	Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites "énergie en compteur") Les diligences mises en œuvre sur l'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé ont principalement consisté à : • prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables pour l'énergie en compteur ; • évaluer la pertinence des modèles d'estimation et à examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit. Nous avons également : • comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par votre groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • contrôlé que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés au cours de la période, prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; • analysé la cohérence des volumes engagés dans les opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) avec les ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux ; • apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture. **Compensation relative aux ventes de gaz réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de "bouclier tarifaire"** Concernant les impacts résultant de la mise en œuvre du mécanisme de bouclier tarifaire, nos diligences ont principalement consisté à : • examiner le décret gouvernemental du 23 octobre 2021 et les dispositions législatives votées dans le cadre de la loi de finances 2022 ; • analyser les conséquences financières tirées par votre société de l'application des différentes dispositions encadrant le bouclier tarifaire, ainsi que l'évaluation du manque à gagner pour la période du 1er novembre au 31 décembre 2021 ; • apprécier le traitement comptable et les modalités de présentation du produit à reconnaître au sein du compte de résultat et de la créance afférente au 31 décembre 2021. Nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les Notes 1, 2 et 13.1 de l'annexe aux comptes annuels.

Evaluation des titres de participation

Notes 1 "Règles et méthodes comptables" et 4 "Immobilisations financières" de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit	Notre réponse
Les titres de participation s'élèvent à 74 679 millions d'euros au 31 décembre 2021 (63 361 millions d'euros en valeur nette). Les titres de participation acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés. Comme indiqué dans la section "Immobilisations financières" de la Note 1 de l'annexe aux comptes annuels, concernant les titres pour lesquels votre société s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable de ces titres (y compris les malis de fusion associés) à leur valeur d'utilité, si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée, notamment, par référence à (i) la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes pour les sociétés de financement, (ii) la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des vingt derniers cours de Bourse de l'exercice pour les sociétés cotées, (iii) aux flux de trésorerie attendus ou de dividendes ("*Discounted Cash Flow*" ou "*Dividend Discount Model*") pour les autres filiales opérationnelles, en prenant en compte les éventuelles couvertures de change. Comme indiqué dans la Note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, les flux de trésorerie attendus proviennent du budget 2022 et du plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 approuvés par votre Comité Exécutif et votre conseil d'administration et, au-delà de cette période, d'extrapolations établies à partir d'hypothèses macroéconomiques et de projections de prix issues du scénario de référence à long terme de votre Groupe pour la période 2025-2040 approuvé par votre Comité Exécutif. Tel que mentionné dans la Note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, la reprise nette des provisions constatée à hauteur de 854 millions d'euros en 2021 porte notamment sur les titres de participation dans la société Electrabel (698 millions d'euros). L'évaluation des titres de participation est considérée comme un point clé de l'audit compte tenu de leur importance au bilan (61% du total actif) et en raison des jugements nécessaires à l'estimation de leur valeur d'utilité, dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.	Nous avons apprécié les procédures d'approbation des estimations par la Direction. Nous avons examiné les principales données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination des valeurs d'utilité, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et vérifié les calculs effectués par votre société avec le support de nos spécialistes en évaluation. Nos travaux ont notamment consisté à : • examiner les méthodes d'évaluation retenues pour estimer les valeurs d'utilité ; • apprécier la cohérence des hypothèses du scénario de référence à long terme de votre Groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO_2, du charbon et du pétrole, inflation) avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ; • apprécier la cohérence des hypothèses opérationnelles et régulatoires, propres à chacune des entités, retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie ; • examiner les modalités de détermination des taux d'actualisation et apprécier leur cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes ; • s'agissant des modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels : – apprécier la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, avec le scénario de référence du Groupe ; – apprécier la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ; • apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes de l'annexe aux comptes annuels.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'Administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D. 441-6 du Code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entrepris

Nous attestons de l'existence, dans la section du rapport de gestion du conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L. 225-37-4, L. 22-10-10 et L. 22-10-9 du Code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 22-10-9 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés ou attribués aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des entreprises contrôlées par elle qui sont comprises dans le périmètre de consolidation. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L. 22-10-11 du Code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier, établis sous la responsabilité de la Directrice Générale.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre Assemblée Générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES et du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 2021, nos cabinets étaient dans la quatorzième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était Commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La Défense, le 4 mars 2022
Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Patrick E. Suissa	Nadia Laadouli	Charles-Emmanuel Chosson	Guillaume Rouger

7

- E

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 400

7.1.1 Raison sociale et nom commercial 400
7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI 400
7.1.3 Date de constitution et durée de vie 400
7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet 400
7.1.5 Objet social 400
7.1.6 Raison d'être 401
7.1.7 Exercice social 401

7.2 Contrats importants 401

7.2.1 Contrats finalisés en 2020 401
7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2020 401
7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2020 401
7.2.4 Contrats finalisés en 2021 401
7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2021 401
7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2021 401
7.2.7 Contrats d'emprunt et de financement 401

7.3 Litiges et arbitrages 402

7.4 Documents accessibles au public 402

7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel 402

7.6 Table de conversion 403

7.7 Unités de mesure 403

7.8 Sigles et acronymes 404

7.9 Glossaire 405

7.10 Index thématique 408

7.11 Table de concordance 410

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts

7.1.1 Raison sociale et nom commercial

La Société a pour raison sociale et nom commercial : ENGIE.

7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI

ENGIE est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 542 107 651.
Son code APE est le 3523Z.
Son identifiant d'entité juridique (code LEI) est le suivant : LAXUQCHT4FH58LRZDY46.
Le nom de l'action cotée en bourse est ENGIE et son code mnémonique "ENGI".

7.1.3 Date de constitution et durée de vie

La Société a une durée s'achevant le 17 novembre 2103, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet

Le siège social est situé : 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie, France.
Téléphone du siège social : +33 1 44 22 00 00
Site internet : www.engie.com

Les informations figurant sur le site internet de la Société ne font pas partie intégrante du présent document, sauf si elles y sont incorporées par référence.

ENGIE est une société anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions législatives et réglementaires applicables aux sociétés commerciales de forme anonyme, sous réserve des lois spécifiques régissant la Société, et à ses statuts.

7.1.5 Objet social

Aux termes de l'article 2.2 des statuts, ENGIE a pour objet la gestion et la mise en valeur de ses actifs matériels et immatériels, présents et futurs, en France et à l'international, par tous moyens, et notamment de :

- prospecter, produire, traiter, importer, exporter, acheter, transporter, stocker, distribuer, fournir, commercialiser du gaz de toute nature et sous toutes ses formes, de l'électricité ainsi que toutes autres formes d'énergie ;
- réaliser le négoce de toute énergie, notamment du gaz et de l'électricité ;
- fournir à tout type de clients des services liés directement ou indirectement aux activités précitées, et notamment des services propres à faciliter la transition énergétique ;
- assurer les missions de service public qui lui sont assignées par la législation et la réglementation en vigueur, en particulier par le Code de l'énergie ;
- étudier, concevoir et mettre en œuvre tous projets et tous travaux publics ou privés pour le compte de toutes collectivités, entreprises et particuliers ; préparer et conclure tous traités, contrats et marchés se rapportant à l'exécution de ces projets et de ces travaux ;
- participer directement ou indirectement à toutes opérations ou activités de toute nature pouvant se rattacher à l'un des objets précités, ou de nature à assurer le développement du patrimoine social y compris des activités de recherche et d'ingénierie, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat ou de vente de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt et de participations, sous quelque forme que ce soit, dans toutes entreprises ou sociétés, existantes ou à créer, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- créer, acquérir, louer, prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, prendre à bail, installer, exploiter tous établissements et fonds de commerce se rapportant à l'un des objets précités ;
- prendre, acquérir, exploiter, concéder ou céder tous procédés, brevets et licences de brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- obtenir, acquérir, prendre à bail et exploiter, principalement au travers de filiales et participations, toutes concessions et entreprises relatives à l'alimentation des villes en eau potable ou industrielle, à l'évacuation et à l'épuration des eaux usées, aux opérations de dessèchement et d'assainissement, à l'irrigation et à l'établissement de tous ouvrages de transport, de protection et de retenue d'eau ainsi que toutes activités de vente et de service aux collectivités et aux particuliers dans l'aménagement des villes et la gestion de l'environnement ;
- et plus généralement réaliser toutes opérations et activités de toute nature, industrielle, commerciale, financière, mobilière ou immobilière, y compris de services notamment l'intermédiation d'assurance comme mandataire ou mandataire délégué, à titre de complément ou autonome, ou de recherche, ces opérations et activités se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires, complémentaires ou connexes ainsi qu'à ceux de nature à favoriser le développement des affaires de la Société.

7.1.6 Raison d'être

Aux termes de l'article 2.1 des statuts, la raison d'être d'ENGIE c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée.

7.1.7 Exercice social

La Société a un exercice social d'une durée de 12 mois qui débute le 1er janvier et s'achève le 31 décembre de chaque année.

7.2 Contrats importants

Les principaux contrats du Groupe, autres que les contrats conclus dans le cadre normal des affaires, sont les suivants :

7.2.1 Contrats finalisés en 2020

Contrat de cession d'une participation de 29,9% dans la société SUEZ – voir Note 4.1.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" du Document d'enregistrement universel 2020.

7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2020 et finalisés en 2021

Néant.

7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2020

Néant.

7.2.4 Contrats finalisés en 2021

Contrat de cession d'une partie de la participation dans la société GRTgaz – voir Note 5.1.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2021

Contrat de cession des activités d'EQUANS – voir Note 5.2.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Contrat d'acquisition d'une participation de 97,33% des parts dans la société Eolia Renovables - voir Note 5.4 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2021

Non significatif.

7.2.7 Contrats d'emprunt et de financement

Voir Notes 17.3 et 19.2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et Notes 11.2.1 et 11.2.2 Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

7.3 Litiges et arbitrages

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de litiges et arbitrages d'une part et, d'autre part, fait l'objet d'enquêtes et procédures au titre du droit de la concurrence, dont les principaux sont présentés dans la Note 26 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et dans la Note 19 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

7.4 Documents accessibles au public

Les documents relatifs à ENGIE devant être mis à la disposition du public (les statuts, les rapports, les informations financières historiques d'ENGIE, ainsi que des filiales du Groupe incluses ou visées dans le présent Document d'enregistrement universel et celles relatives à chacun des deux exercices précédant le dépôt du présent Document d'enregistrement universel) pourront être consultés au siège social d'ENGIE pendant toute la durée de la validité du présent Document d'enregistrement universel.

Ces documents peuvent également être obtenus en format électronique sur le site internet d'ENGIE (www.engie.com) et, pour certains d'entre eux, sur le site de l'AMF (www.amf-france.org).

Le Document d'enregistrement universel d'ENGIE est traduit en anglais.

Outre le présent Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'AMF, le Groupe publie annuellement un Rapport intégré.

Les documents publiés sur le site internet sont disponibles sans frais auprès d'ENGIE, 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie, France.

7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel

Personne responsable du Document d'enregistrement universel

Catherine MacGregor, Directrice Générale.

Attestation du responsable du Document d'enregistrement universel contenant le rapport financier annuel

"J'atteste que les informations contenues dans le présent Document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omissions de nature à en altérer la portée.

J'atteste que, à ma connaissance, les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion, dont les différentes rubriques sont mentionnées dans le Chapitre 7 du présent Document d'enregistrement universel, présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées".

Courbevoie, le 9 mars 2022
La Directrice Générale
Catherine MacGregor

7.6 Table de conversion

1 kWh	0,09 m^3 de gaz naturel (soit 1 m^3 de gaz = 11 kWh)
1 GWh	91 000 m^3 de gaz naturel
1 TWh ou 1 milliard de kWh	91 millions de m^3
1 milliard de m^3 de gaz	6,2 millions de barils équivalent pétrole (Mbep)

Les unités de conversion mentionnées ci-dessus sont celles couramment utilisées par les professionnels du secteur de l'énergie. Elles sont fournies à titre purement indicatif dans ce document.

7.7 Unités de mesure

A	Ampère
Bar	Unité de mesure de la pression des fluides, notamment du gaz naturel (1 bar : 105 Pascal)
Bep	Baril équivalent pétrole (1 baril = 159 litres)
G	Giga (milliard)
GBq	Giga becquerel
Gm^3	Giga m^3 (milliard de mètres cubes)
GW	Gigawatt (milliard de watts)
GWh	Gigawattheure (million de kilowattheures)
GWhéq	GWh équivalent électrique
J	Joule
k	Kilo (mille)
kW	Kilowatt (mille watts)
kWh	Kilowattheure (mille wattheures)
m	Mètre
m^2	Mètre carré
m^3	Mètre cube
M	Méga (million)
Mbep	Million de barils équivalent pétrole
Mtpa	Million de tonnes par an
MW	Mégawatt (million de watts)
MWc	Mégawatt crête (unité de mesure de puissance des installations solaires photovoltaïques)
MWe	Mégawatt électrique
MWh	Mégawattheure (mille kilowattheures)
T	Téra (mille milliards)
TBq	Téra becquerel
t/h	Tonne par heure
TWh	Térawattheure (milliard de kilowattheures)
V	Volt
W	Watt
Wh	Wattheure

7.8 Sigles et acronymes

A

ACPR : Autorité de contrôle prudentiel et de résolution

AGM : Assemblée Générale Mixte

AMF : Autorité des marchés financiers

ATAD : *Anti Tax Avoidance Directive*

ATRD : Accès des tiers au réseau de distribution – voir Glossaire

B

BtoB : *Business to Business* (clientèle d'entreprises)

BtoC : *Business to Consumer* (clientèle de particuliers)

BtoT : *Business to Territories* (clientèle de villes et territoires)

BU : *Business Unit* (unité opérationnelle)

C

Capex : *Capital expenditures* (dépenses d'investissement)

CEE : Comité d'Entreprise Européen

CEE : Certificat d'économie d'énergie

CER : *Certified Emission Reduction* (certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre) – voir Glossaire

CO_2 : Dioxyde de carbone

Covid-19 : *Coronavirus disease* 2019

CPN : Commission des provisions nucléaires

CRE : Commission de Régulation de l'Énergie – voir Glossaire

CRM : *Capacity Remuneration Mechanism* – voir Glossaire

CSE : Comité Social et Économique

CSP : Centre de Services Partagés

D

DBSO : *Develop Build Share Operate*

DBOO : *Design Build Own Operate*

E

EBITDA : *Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization* – voir Glossaire

E&P : Exploration-Production d'hydrocarbures

EMAS : *Eco Management and Audit Scheme* (Système de Management Environnemental et d'Audit) – voir Glossaire

EMTN : *Euro Medium Term Note* (programme de bons à moyen terme négociables)

ENR : Énergies Renouvelables : éolien, solaire, hydraulique…

ERM : *Enterprise Risk Management* (gestion des risques de l'entreprise)

EUA : *European Union Allowance* (droits d'émission européens)

F

FM : *Facility management* – voir Glossaire

G

GBU : *Global Business Unit*

GES : Gaz à effet de serre – voir Glossaire

GNL : Gaz naturel liquéfié – voir Glossaire

GNV : Gaz naturel véhicule – voir Glossaire

I

IAS : *International Accounting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB jusqu'en 2002)

IASB : *International Accounting Standards Board*

IEG : Industries Électriques et Gazières – voir Glossaire

IFRS : *International Financial Reporting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB depuis 2002)

IG : Intégration globale

INCOME : *Internal Control Management Efficiency* (programme de contrôle interne du Groupe ENGIE)

IoT : *Internet of Things* (internet des objets)

IP : Intégration proportionnelle

IPP : *Independent Power Producer* (producteur indépendant d'électricité) – voir Glossaire

ISO : *International Organization for Standardization* – voir Glossaire

K

KPI : *Key Performance Indicator* (indicateur clé de performance)

L

LTO : *Long Term Operation*

MEE : Mise en équivalence

N

NOx : Oxyde d'azote

O

OCDE : Organisation de coopération et de développement économiques

ONDRAF : Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies

ONG : Organisation non gouvernementale

OPCVM : Organismes de placement collectif de valeurs mobilières

Opex : *Operating expenses* (charges d'exploitation)

P

PEG : Plan d'Épargne Groupe

PPA : *Power Purchase Agreement* (contrat d'achat/vente d'électricité, souvent à long terme)

PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

PSI : Prestataire de Services d'Investissement – voir Glossaire

PV : Photovoltaïque

R

R&D : Recherche et Développement

RGPD : Règlement général sur la protection des données

RH : Ressources Humaines

ROC : Résultat Opérationnel Courant

ROCE : *Return on capital employed* (rentabilité des capitaux investis ou rentabilité économique)

ROE : *Return on equity* (rentabilité des capitaux propres)

RSE : Responsabilité Sociétale d'Entreprise

S

SER : Source d'Énergie Renouvelable

SI : Système d'Information

SO_2 : Dioxyde de soufre

SRV : *Shuttle Regasification Vehicle* – voir Glossaire

T

TGV : Turbine Gaz-Vapeur (ou CCGT pour *Combined Cycle Gas Turbine*)

TMO : Taux Mensuel Obligataire

TSR : *Total Shareholder Return* – voir Glossaire

U

UE : Union européenne

V

VaR : *Value at Risk* (valeur à risque) – voir Glossaire

VPP : *Virtual Power Plant* (capacité de production virtuelle) – voir Glossaire

7.9 Glossaire

Accès des Tiers au Réseau (ATR)

Droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

Actions en autocontrôle

Actions d'une société détenues par des filiales contrôlées par celle-ci. Ces actions sont privées de droits de vote.

Actions en auto-détention

Actions de la Société acquises par cette dernière, en vertu d'une autorisation donnée par l'Assemblée Générale. Ces actions sont privées de droits de vote.

Base d'actifs régulés (BAR)

La base d'actifs régulés est la valeur économique des actifs, reconnue par le régulateur, pour les actifs exploités par un opérateur d'infrastructures régulées.

Biogaz

Ensemble des gaz qui résultent de la fermentation des matières organiques (déchets, boues des stations d'épuration, etc.) dans un milieu en raréfaction d'air, tels que le méthane et le dioxyde de carbone. Cette fermentation est le résultat d'une activité bactérienne, naturelle ou contrôlée. À ce titre, le biogaz entre dans la catégorie des énergies renouvelables.

Biomasse

Masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Une partie de ce gisement peut être éventuellement exploitable à des fins énergétiques.

Branchement

Ouvrage de transport assurant la liaison entre le réseau de transport et un ou des postes de livraison, et destiné exclusivement ou principalement à l'alimentation d'un client ou d'un réseau de distribution. Le branchement fait partie du réseau.

Canalisation de gaz

Conduite assurant le transport d'un gaz combustible.

Capacité de transport

Charge maximale admissible en permanence d'un moyen d'exploitation en tenant compte de la stabilité de ses paramètres de fonctionnement et de la chute de pression.

Capacity Rémuneration Mechanism

Instrument destiné à compléter les marchés d'énergie avec un marché de capacités qui garantit la disponibilité de capacités suffisantes pour assurer l'approvisionnement en électricité.

Centrale à cycle combiné à vapeur

Centrale électrique comprenant un générateur à turbine à gaz dont les gaz d'échappement alimentent une chaudière. La vapeur produite dans la chaudière entraîne un turbogénérateur.

Centrale thermique

Installation dans laquelle l'énergie chimique contenue dans des combustibles fossiles solides, liquides ou gazeux est transformée exclusivement en énergie électrique à l'aide de chaudières et de turbines à vapeur.

Certified Emission Reduction (CER)

Certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre délivré à des industriels ayant investi dans des pays en voie de développement pour y réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les CER ne sont pas directement échangeables, mais restituables en lieu et place de quotas de CO_2, un CER équivalant alors à un quota.

Code Afep-Medef

Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées (en France), dans sa version publiée par l'Afep-Medef en janvier 2020.

Cogénération

Technique permettant, à partir d'un seul combustible qui peut être le gaz naturel, de produire simultanément de la chaleur (vapeur ou eau surchauffée ou mélange d'air et de produits de combustion) et de l'électricité.

Commercialisateur

Vendeur d'énergie à des tiers (client final, distributeur, etc.).

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz – Belgique (CREG)

Organisme autonome, investi d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz. Par ailleurs, la CREG surveille et contrôle l'application des lois et réglementations. Un Conseil général, composé de représentants des gouvernements fédéral et régionaux, des organisations représentatives des travailleurs, des employeurs et des classes moyennes, des associations environnementales ainsi que des producteurs, des distributeurs et des consommateurs, supervise son fonctionnement.

Commission de Régulation de l'Énergie – France (CRE)

La Commission de Régulation de l'Énergie est une autorité administrative indépendante. Elle a été mise en place pour la régulation de l'électricité par la loi du 10 février 2000 et ses compétences ont été élargies au secteur du gaz par la loi du 3 janvier 2003. Elle a pour mission essentielle de veiller à la mise en œuvre effective de l'accès aux infrastructures électriques et gazières dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

Plus généralement, son rôle est de veiller au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité.

Dark spread

Marge brute d'une centrale à charbon, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le *dark spread* doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers, coût du CO_2, etc.).

Dessalement

Procédé permettant de réduire la concentration en sels des eaux afin de les rendre propres à la consommation humaine ou animale ainsi que pour divers usages, notamment industriels.

Distribution

Les réseaux de distribution sont des ensembles d'ouvrages constitués principalement de canalisations à moyenne ou basse pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs qui ne sont pas raccordés directement au réseau principal ou à un réseau régional de transport.

Droits en nature des concédants

Le poste Droits en nature des concédants est un poste spécifique aux entreprises délégataires de services publics. Il est la contrepartie des immobilisations en concession inscrites à l'actif du bilan.

Sa valorisation traduit l'obligation de remise gratuite au concédant, au terme du contrat, des immobilisations affectées au service public concédé, de sorte que, au terme d'un contrat donné, la valeur du poste Droits en nature des concédants est égale à la valeur nette comptable des immobilisations devant être remises au concédant.

EBITDA

L'EBITDA désigne communément les revenus d'une entreprise avant soustraction des intérêts, impôts, dotations aux amortissements et provisions sur immobilisations.

EBITDA *at Risk*

L'EBITDA *at Risk* mesure la perte potentielle d'EBITDA, à une probabilité donnée, sous l'effet de variations des prix et des volatilités, sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de portfolio management.

Si l'horizon de temps considéré est d'un an calendaire et l'intervalle de confiance 95%, un EBITDA *at Risk* de 100 millions d'euros indique que la probabilité de perdre entre le 1er janvier et le 31 décembre plus de 100 millions d'euros d'EBITDA du fait des variations de prix des commodités est de 5%.

Électricité verte

L'électricité verte est l'électricité certifiée produite à partir d'énergies renouvelables.

Eco Management and Audit Scheme (EMAS)

Système de Management Environnemental et d'Audit, fondé sur une certification ISO 14001 et une déclaration environnementale certifiée par des vérificateurs européens, approuvée par la Commission européenne et publiée.

Facility Management

Ensemble des prestations de management des services et utilité complémentaires à la fourniture d'énergie d'un client industriel. Ces prestations sont relatives à la gestion de l'environnement du client : gardiennage, propreté et hygiène, conduite et maintenance des équipements techniques, maîtrise d'ouvrage déléguée pour les travaux, gestion des équipements de sécurité, standard et accueil, etc.

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz atmosphérique qui contribue à maintenir la chaleur émise sur terre par le soleil. Les industries, les voitures, le chauffage, l'élevage, etc. produisent des gaz dont certains renforcent l'effet de serre. L'augmentation significative des gaz à effet de serre produits par l'activité humaine est, entre autres, responsable du réchauffement de la planète et de ses conséquences sur l'écosystème.

Gaz cousin

Quantité de gaz emmagasinée dans un stockage souterrain et qui peut ne pas être complètement récupérée après son injection.

Gaz Naturel Liquéfié (GNL)

Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à – 162 °C permettant de réduire 600 fois son volume.

Gaz Naturel Véhicule (GNV)

Composé à 100% de gaz naturel, il est essentiellement utilisé dans les transports urbains et les véhicules de propreté.

Gaz utile

Gaz disponible à l'intérieur d'un stockage souterrain et susceptible d'être soutiré.

Green Power Purchase Agreement (Green PPA)

Un *Green Power Purchase Agreement* ("contrat d'achat d'électricité") ou *Green PPA* est un contrat de livraison d'électricité produite à partir des énergies renouvelables conclu à long terme entre un producteur et un acheteur d'électricité.

Hub gazier

Plate-forme d'échange (point de jonction d'un réseau de transport où arrive le gaz en provenance de plusieurs sources et qui offre la possibilité physique d'échanger des volumes de gaz entre ces sources et les marchés finaux).

Independent Power Producer (IPP)

Producteur d'électricité indépendant dont les activités ne sont pas régulées par l'État.

Le classement des IPP est uniquement basé sur les projets développés en dehors du pays d'origine.

Industries électriques et gazières (IEG)

Ensemble des entreprises qui produisent, transportent ou distribuent de l'électricité ou du gaz en France et qui satisfont aux dispositions de la loi de nationalisation du 8 avril 1946. La branche des IEG regroupe l'ensemble des entreprises dont le personnel relève du statut du personnel des IEG.

International Organization for Standardization (ISO)

Organisation visant à définir des référentiels (norme/standard industriel utilisé comme référentiel).

ISO 14001

Norme internationale destinée à vérifier l'organisation des procédures et méthodes d'unités organisationnelles d'une entreprise, ainsi que la mise en place efficace de la politique de l'environnement et de ses objectifs environnementaux.

ISO 9001

Norme internationale qui définit des critères de qualité au sein des procédures de travail.

Elle concerne la conception d'un produit, la maîtrise de l'outil de production et du procédé de fabrication ainsi que le contrôle qualité du produit final.

Liquéfaction du gaz naturel

Transformation du gaz naturel de la forme gazeuse à la forme liquide pour son transport par navire et/ou son stockage.

Joint-venture

Terme anglais communément utilisé pour décrire un projet dans lequel deux entités ou plus participent. Pour les principes et méthodes de consolidation applicables aux différents types de partenariat selon les normes IFRS, se reporter à la Note 1 de la Section 6.2 Comptes consolidés.

Marché spot

Marché sur lequel s'opèrent les achats et les ventes d'énergie à court terme (à la journée ou jusqu'à trois ans).

Modulation

Terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages – régulé ou négocié – est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas des États-Unis).

Ouvrages de raccordement

Ensemble des ouvrages assurant le raccordement d'un site de consommation ou d'un réseau de distribution au réseau de transport. Les ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou plusieurs branchements et d'un ou plusieurs postes de livraison.

Partenariat public-privé

Ce partenariat repose sur un contrat par lequel l'autorité publique confie certaines missions à un délégataire en lui fixant des objectifs. Les pouvoirs publics fixent les objectifs de service à l'opérateur privé tout en conservant la propriété du patrimoine et le pouvoir de régulation. Les collectivités locales ont de plus en plus recours à ce type de partenariat dans la gestion de leurs services de l'eau.

Point d'échange de gaz

Point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

Prestataire de Services d'Investissement (PSI)

Entreprise de crédit ou établissement de crédit ayant reçu un agrément pour réaliser des services d'investissements et dont le rôle principal est de transmettre et de traiter les ordres de bourse.

Power Purchase Agreement Corporate (*Corporate* PPA)

Un *Power Purchase Agreement Corporate* ("contrat d'achat d'électricité" ou *Corporate PPA* est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre un producteur et un acheteur d'électricité final.

Qmax

Un navire de taille Q-Max mesure 345 mètres (1 132 pieds) de long et mesure 53,8 mètres (177 pieds) de large et 34,7 mètres (114 pieds) de haut, avec un tirant d'eau d'environ 12 mètres (39 pieds).

Il a une capacité de GNL de 266 000 mètres cubes (9 400 000 pieds cubes), soit 161 994 000 mètres cubes (5,7208 × 109 pieds cubes) de gaz naturel.

Réseau principal

Ensemble d'ouvrages de transport de gaz naturel à haute pression et de grand diamètre, qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers.

À ces ouvrages sont rattachés les réseaux régionaux ainsi que certains consommateurs industriels et réseaux de distribution.

Réseau régional

Ensemble d'ouvrages de transport à haute pression et de grand diamètre qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers.

Les réseaux régionaux, les réseaux de distribution ainsi que certains consommateurs industriels y sont rattachés.

Shuttle Regasification Vehicle (SRV)

Méthanier équipé de regazéifieurs embarqués qui peut se connecter à une bouée sous-marine, ce qui lui permet d'émettre le GNL regazéifié directement sur un réseau de gazoducs.

Smart energy

Système énergétique économiquement efficace, durable et sécurisé dans lequel la production d'énergie renouvelable, les infrastructures et la consommation sont intégrées et coordonnées localement au moyen de services énergétiques, d'utilisateurs actifs et de technologies digitales.

Spark spread

Marge brute d'une centrale à gaz, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le *spark spread* doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers, coût du CO_2, etc.).

Station de compression

Installation industrielle qui comprime le gaz naturel afin d'optimiser la circulation des flux dans les canalisations.

Station de pompage

Station ou installation de production d'énergie qui fonctionne selon un procédé qui consiste à pomper de l'eau entre réservoirs à des altitudes différentes. Lorsque les prix de l'électricité sont bas (généralement la nuit), l'électricité du réseau électrique est utilisée pour pomper l'eau vers un réservoir supérieur puis, aux heures de pics de consommation, lorsque les prix de l'électricité sont plus élevés, l'eau est rejetée dans le réservoir inférieur via une turbine.

Stockage

Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.

Stockage souterrain

Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.

Stress test

Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.

Take-or-pay

Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.

Terminal méthanier

Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).

Tolling

Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz, etc.) en électricité.

Total Shareholder Return (TSR)

Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.

Trading d'énergie

Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).

Transport

Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.

Value at Risk (VaR)

La *Value at Risk* est un indicateur global pour mesurer l'exposition du portefeuille par rapport au risque de variations des prix et des volatilités. Il indique le montant de perte potentielle qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de trading.

À titre d'exemple, si l'horizon de temps est 1 jour et l'intervalle de confiance 99%, une VaR de 5 millions d'euros indique que la probabilité de perdre quotidiennement plus de 5 millions d'euros est de 1%, soit deux ou trois fois par an.

Virtual Power Plant (VPP)

Capacité de production virtuelle. Il s'agit d'un dispositif qui consiste à mettre à disposition d'un tiers une bande de capacité de production, contre rémunération, sans que le tiers ne possède de part dans un actif et sans qu'il n'en soit l'opérateur.

Upstream PPAs

Un *upstream Power Purchase Agreement Corporate* ou *upstream PPA* est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre deux parties, généralement un producteur et un acheteur d'électricité.

Zone d'équilibrage

Ensemble comprenant des points d'entrée, des points de livraison et un point d'échange de gaz au sein duquel l'expéditeur doit assurer un équilibrage.

7.10 Index thématique

Thèmes	**Pages**
Acquisitions	60, 73, 105, 219, 220, 228, 235, 254, 258, 296
Actionnariat	98, 99, 199
Actions de performance	99, 162, 165, 171, 173, 174, 175, 177, 180, 277, 332, 333, 367
Administrateur	130 à 158, 169, 170, 181
Assemblée Générale	9, 15, 123, 130, 151, 153, 156, 159 à 162, 164 à 166, 169 à 174,178 à 183, 187, 188, 197, 201, 207, 208, 318, 319, 333, 340, 341, 366, 392, 393
Assurances	40, 55, 59, 67, 98, 155, 383, 387
Capital social	173, 179, 180, 181, 186, 187, 188, 200, 201, 317, 318, 348, 362, 363, 366, 392
Capitaux propres	17, 73, 188, 220, 221, 224 à 231, 234 à 236, 240 à 242, 245, 247, 248, 256 à 258, 272, 275, 289 à 291, 293, 294, 296 à 306, 310, 311, 315, 317, 318, 319, 324, 325, 328, 348, 355, 362, 363, 366
Cessions	14, 72, 73, 157, 204, 206, 207, 216, 219, 228, 235, 250 à 254, 270, 271, 284, 287, 290, 291, 296, 301, 317, 350, 354, 375, 380, 391
Changement climatique	12, 18 à 20, 27, 28, 47, 49, 70, 71, 80, 82, 104, 107, 108, 111, 121, 124, 157, 194
Code Afep-Medef	130, 131, 147, 148, 149, 154, 161 à 163, 166 à 172, 182, 405
Comité Exécutif	9, 39, 67, 68, 156, 160, 172, 173, 260, 280, 334, 342, 361, 385, 391, 395
Commissaires aux comptes	6, 67, 68, 100, 106, 123 à 127, 154, 178, 182, 183, 190, 197, 198, 340, 341, 345, 346, 393, 396, 397
Conflits d'intérêts	87, 118, 147, 148, 150, 151, 178, 243
Conseil d'Administration	15, 70, 71, 95, 101, 104, 116, 123, 130 à 166, 169 à 176, 178 à 183
Contrôle interne	52, 55, 57, 66 à 68, 82, 87, 116, 118 à 124, 155, 340, 344, 345, 394, 396, 397
Conventions réglementées	155, 178, 183
Dette financière	14, 204, 206, 207, 208, 249, 295, 296, 334
Développement durable	18, 19, 70, 79, 114, 124, 195, 196, 260, 281
Direction Générale	9, 67, 70, 105, 126, 130, 151, 160
Diversité	15, 78, 81, 85, 93, 95 à 97, 124, 130, 131, 149, 160, 208
Dividendes	181, 201, 205, 216, 219, 220, 221, 226 à 228, 235, 240, 244, 246, 254, 257, 274, 290, 318, 319, 325, 335, 362, 363, 366, 374, 375, 390, 392, 395
Effectifs	17, 63, 85, 89, 91, 93, 100, 125, 271, 373, 385
Engagements hors bilan	352, 356, 357, 376
État français	186, 199, 200
Ethique	18, 20, 60, 64, 66, 67, 79, 84, 87, 115 à 122, 157
Faits marquants	14, 155, 204
Filiales	8, 10, 21, 40, 68, 81, 82, 98, 188, 219, 221, 228, 231, 235, 236 à 241, 254, 258, 273, 347, 348, 357, 360, 362, 363, 368, 369, 372, 375, 379, 380, 391
Franchissement de seuils	182, 200
Gestion des risques	18, 33, 39, 41 à 65, 71, 101, 111, 117, 119, 124, 232, 297, 302, 307, 309, 324, 345, 376, 382, 396, 404
Gouvernance	18, 33, 39, 60, 67, 70, 71, 78, 81, 83, 87, 115, 116, 121, 130, 151, 156, 159, 160, 239, 243, 323
Impôts	25, 26, 46, 89, 164, 174 à 178, 218, 220, 225 à 259, 261, 271 à 278, 285, 304,321, 328, 336, 341, 351, 369,
Indicateurs financiers	70, 216, 231, 238, 254, 257

Thèmes	**Pages**
Mandat	51, 53, 116, 131 à 164
Mandataires sociaux	42, 131, 132, 152, 153, 155, 158, 163, 164, 169, 171, 172, 174, 175, 179, 180, 182, 190, 320, 393, 398, 417, 418
Notations	9, 20, 22, 72, 164, 167, 224, 301, 310, 314
Obligations vertes	189, 293
Président (Jean-Pierre Clamadieu)	135, 150 à 152, 156, 157, 160 à 169, 171, 179, 181
Provisions	271
Raison d'être	72, 80
R&D / Recherche, Technologies, et Innovation	15, 16, 43, 25, 75, 87, 140, 195, 196
Recrutement	57, 71, 91, 92, 95, 96, 99, 132
Règlement intérieur	73, 149, 152, 153, 154, 162, 172
Rémunération	18, 25, 26, 31, 40, 44, 71, 73, 98, 100, 132, 150, 155, 158, 161, 163, 164, 165, 166, 167
Résultat net part du Groupe	217, 218, 225, 235, 243, 244, 258, 272, 279
Retraites	55, 96, 174, 261, 328, 331, 389
Santé-sécurité	20, 41, 67, 88, 103, 104, 122, 154
Statuts	11, 20, 25, 72, 132, 183
Taxonomie	20, 49, 74, 75 76, 125
Transition énergétique	14, 15, 24, 25, 29, 31, 32, 36, 44, 48, 49, 77, 160, 197
Trésorerie	19, 68, 75, 192, 206, 224, 230, 233, 250, 280, 283

7.11 Table de concordance

Règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017 (Prospectus) et Règlement délégué (UE) n° 2019/980 du 14 mars 2019

La présente table de concordance permet d'identifier les informations requises par l'annexe 1 (sur renvoi de l'annexe 2) du Règlement délégué (UE) n° 2019/980 du 14 mars 2019 complétant le Règlement (UE) n° 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil conformément au schéma du prospectus et de croiser celles-ci avec les Sections du Document d'enregistrement universel 2021 :

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980			Chapitre du Document d'enregistrement universel 2021		Page
1.	**Personnes responsables, informations provenant de tiers, rapports d'experts et approbation de l'autorité compétente**				
	1.1	Nom et fonction des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	402
	1.2	Déclaration des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	402
	1.3	Déclaration ou rapport attribué à une personne intervenant en qualité d'expert	NA		NA
	1.4	Attestation d'un tiers	NA		NA
	1.5	Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente		Encart AMF	1
2.	**Contrôleurs légaux des comptes**				
	2.1	Nom et adresse des contrôleurs légaux des comptes	4.5.7	Mandats des Commissaires aux comptes	183
	2.2	Démission, révocation ou non-renouvellement des contrôleurs légaux des comptes	NA		NA
3.	**Facteurs de risques**		2	Facteurs de risque et contrôle	37
4.	**Informations concernant l'émetteur**				
	4.1	Raison sociale et nom commercial	7.1.1	Raison sociale et nom commercial	400
	4.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	400
	4.3	Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	1.1.2	Histoire et évolution de la Société	8
			7.1.3	Date de constitution et durée de vie	400
	4.4	Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	1.1.1	Présentation	8
			7.1	Informations générales concernant ENGIE et ses statuts	400
5.	**Aperçu des activités**				
	5.1	Principales activités	1.1.1	Présentation	8
			1.2	Stratégie et objectifs	12
			1.1.3	Organisation du Groupe	9
			1.6	Présentation des activités du Groupe	20
	5.2	Principaux marchés	1.1.1	Présentation	8
			1.2	Stratégie et objectifs	12
			1.6	Présentation des activités du Groupe	20
	5.3	Événements importants	1.6	Présentation des activités du Groupe	20
	5.4	Stratégie et objectifs	1.2	Stratégie et objectifs	12
	5.5	Degré de dépendance de l'émetteur à l'égard de brevets ou de licences, de contrats industriels, commerciaux ou financiers ou de nouveaux procédés de fabrication	1.3	Recherche, technologies, et innovation	13
			2.2	Facteurs de risques	41
	5.6	Déclaration sur la position concurrentielle	1.1.1	Présentation	8
	5.7	Investissements			
		5.7.1 Principaux investissements réalisés	6.1.1.3.2	Investissements nets	218
		5.7.2 Principaux investissements en cours	1.2	Stratégie et objectifs	12
			1.6	Présentation des activités du Groupe	20
		5.7.3 Co-entreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	6.2	Comptes consolidés – Note 3 (Principales filiales au 31 décembre 2021) et Note 4 (Participations dans les entreprises mises en équivalence)	236 242
		5.7.4 Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.5	Informations environnementales	104

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980		Chapitre du Document d'enregistrement universel 2021		Page
6.	**Structure organisationnelle**			
6.1	Description sommaire du Groupe	1.1.3	Organisation du Groupe	9
6.2	Liste des filiales importantes	6.2	Comptes consolidés – Note 3 (Principales filiales au 31 décembre 2021)	236
7.	**Examen de la situation financière et du résultat**	6.1.1	Rapport d'activité	204
7.1	Situation financière	6.1.1.3	Évolution de l'endettement financier net	216
		6.1.1.4	Autres postes de l'état de situation financière	220
7.1.1	Évolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	6.1.1	Rapport d'activité	204
7.1.2	Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	1.3	Recherche, technologies, et innovation	13
		6.2	Comptes consolidés – Note 15.2 (Information sur les frais de recherche et développement)	285
7.2	Résultats d'exploitation			
7.2.1	Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	6.1.1.1	Résultats ENGIE 2021	204
		6.1.1.2	Autres éléments du compte de résultat	215
7.2.2	Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	6.1.1.1	Résultats ENGIE 2021	204
		6.1.1.2	Autres éléments du compte de résultat	215
8.	**Trésorerie et capitaux**			
8.1	Informations sur les capitaux	6.1.1.4	Autres postes de l'état de situation financière	220
		6.2	Comptes consolidés – Note 17.3 (Endettement financier net)	295
			Note 19 (Éléments sur les capitaux propres)	317
			Note 6.4 (Capitaux engagés industriels)	257
8.2	Flux de trésorerie	6.1.1.3	Évolution de l'endettement financier net	216
8.3	Besoins de financement et structure de financement	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	222
		5.2	Titres non représentatifs du capital	188
		6.2	Comptes consolidés – Note 17 (Instruments financiers)	289
8.4	Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.2	Restriction à l'utilisation des capitaux	222
8.5	Sources de financement attendues	6.1.2.3	Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	222
9.	**Environnement réglementaire**	1.6	Présentation des activités du Groupe	20
		2.2.1	Risques politiques et réglementaires	41
10.	**Information sur les tendances**			
10.1	Principales tendances récentes ayant affecté la production, les ventes et les stocks, les coûts et les prix de vente, tout changement significatif dans la performance financière du Groupe ou fournir une déclaration négative appropriée	1.2	Stratégie et objectifs	12
		6.1	Examen de la situation financière	204
10.2	Tendances susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2021		Page
11. Prévisions ou estimations du bénéfice			
11.1 Prévision ou estimation du bénéfice	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
11.2 Déclaration énonçant les principales hypothèses	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
11.3 Déclaration relative aux bases d'établissement et d'élaboration des précisions et estimations du bénéfice	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale			
12.1 Informations concernant les membres des organes d'administration et la Direction Générale	4.1	Organes d'administration	130
	4.3	Direction Générale	160
12.2 Conflits d'intérêts	4.1.1.4	Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation	147
13. Rémunération et avantages			
13.1 Montant de la rémunération versée et des avantages en nature	4.4	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	161
13.2 Montant total des sommes provisionnées ou constatées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	4.4.1.4	Régime de retraite	162
	4.4.2	Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif)	172
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction			
14.1 Date d'expiration des mandats	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	130
14.2 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	4.5.3	Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	178
14.3 Information sur le Comité d'Audit et le Comité de Rémunération	4.1.2.4	Les comités	153
14.4 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	150
	4.6	Code de gouvernement d'entreprise	182
14.5 Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	4.2.2	Assemblée Générale du 21 avril 2022 – Composition du Conseil d'Administration	159
15. Salariés			
15.1 Nombre de salariés	3.4.1	Données sociales	88
15.2 Participations et stock-options	4.1.1.1	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	131
	4.4	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	161
15.3 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.4.5	Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié	98
16. Principaux actionnaires			
16.1 Actionnaires détenant plus de 5% du capital ou des droits de votes	5.1.1	Capital social et droits de vote	186
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	200
16.2 Existence de droits de vote différents	5.1.1.3	Droits de vote	186
	5.4.4	Action spécifique	200
16.3 Contrôle de l'émetteur	5.4.2	Répartition du capital	199
	5.4.4	Action spécifique	200
16.4 Accord relatif au changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	200
17. Transactions avec des parties liées			
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	178
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	183

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2021		Page
18. Informations financières concernant l'actif et la passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur			
18.1 Informations financières historiques	6.2	Comptes consolidés	223
	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	341
	6.4	Comptes sociaux	347
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	393
18.2 Informations financières intermédiaires	6.2	Comptes consolidés	223
18.3 Audit des informations financières annuelles historiques	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	341
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	393
18.4 Informations financières historiques pro forma	NA		NA
18.5 Politique en matière de dividendes	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	201
18.6 Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2	Comptes consolidés – Note 26 (Contentieux et enquêtes)	336
	7.3	Litiges et arbitrage	402
18.7 Changement significatif de la situation financière	6.2	Comptes consolidés – Note 27 (Événements postérieurs à la clôture)	340
19. Informations supplémentaires			
19.1 Capital social	5.1	Informations sur le capital	186
19.1.1 Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	5.1.1	Capital social et droits de vote	186
	5.1.2	Capital potentiel et titres donnant accès au capital	186
	4.5.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	179
19.1.2 Actions non représentatives du capital	5.2	Titres non représentatifs du capital	188
19.1.3 Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	5.1.4.3	Valeur comptable et valeur nominale	188
19.1.4 Valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	NA		NA
19.1.5 Droits d'acquisition et/ou toute obligation attachée au capital autorisé, mais non émis, ou toute entreprise visant à augmenter le capital	NA		NA
19.1.6 Options sur le capital de membres du Groupe	5.4.4	Action spécifique	200
19.1.7 Historique du capital social	5.1.3	Évolution du capital social au cours des cinq derniers exercices	187
19.2 Acte constitutif et statuts			
19.2.1 Registre et objet social	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	400
	7.1.5	Objet social	400
19.2.2 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	5.4.4	Action spécifique	200
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	181
19.2.3 Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	200
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	181
20. Contrats importants	7.2	Contrats importants	401
21. Documents disponibles	7.4	Documents accessibles au public	402

Table de concordance du rapport financier annuel

Afin de faciliter la lecture du présent document, la table de concordance ci-après permet d'identifier, dans le présent Document d'enregistrement universel, les informations qui constituent le rapport financier annuel devant être publié par les sociétés cotées conformément aux articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'AMF.

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Comptes annuels	6.4	Comptes sociaux	347
Comptes consolidés	6.2	Comptes consolidés	223
Rapport de gestion		Voir table de concordance spécifique ci-après	413
Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	402
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	393
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	341

Table de concordance du rapport de gestion (auquel sont joints le rapport sur le gouvernement d'entreprise et la Déclaration de performance extra-financière)

Afin de faciliter la lecture du présent document, la table de concordance ci-après permet d'identifier les informations devant figurer au sein du rapport de gestion, selon les dispositions du Code de commerce applicables aux sociétés anonymes à Conseil d'Administration.

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
1. Situation et activité du Groupe			
Situation de la Société durant l'exercice écoulé et analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe, notamment de sa situation d'endettement, au regard du volume et de la complexité des affaires	6.1.1	Rapport d'activité	204
	6.1.1.2	Autres éléments du compte de résultat	215
	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	222
	6.2	Comptes consolidés	223
Indicateurs clefs de performance de nature financière	1.4.3	Chiffres clés financiers 2021	17
Indicateurs clefs de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe, notamment les informations relatives aux questions d'environnement et de personnel	1.4.3	Chiffres clés financiers 2021	17
Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le Rapport de gestion est établi	6.2	Comptes consolidés – Note 27 (Événements postérieurs à la clôture)	340
Identité des principaux actionnaires et détenteurs des droits de vote aux Assemblées Générales, et modifications intervenues au cours de l'exercice	5.4.2	Répartition du capital	199
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	200
	5.4.4	Action spécifique	200
Succursales existantes	NA	NA	
Prises de participation significatives dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	6.2	Comptes consolidés – Note 5 (Principales variations de périmètre)	250
Aliénations de participations croisées	NA	NA	
Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	6.1.1.1.2	Perspectives et guidance 2022-2024	205
Activités en matière de recherche et de développement	1.3	Recherche, technologies, et innovation	13
	6.2	Comptes consolidés – Note 15.2 (Information sur les frais de recherche et développement)	285
Tableau faisant apparaître les résultats de la Société au cours de chacun des cinq derniers exercices	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices	392
Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	6.1.1.5	Comptes sociaux	221

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Montant des prêts interentreprises consentis et déclaration des Commissaires aux comptes	NA	NA	NA
2. Contrôle interne et gestion des risques			
Description des principaux risques et incertitudes auxquels la Société est confrontée	2.2	Facteurs de risques	41
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	82
	3.3.2	Principaux risques sociétaux	83
	3.3.3	Principaux risques sociaux	85
Indications sur les risques financiers liés aux effets du changement climatique et la présentation des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas-carbone dans toutes les composantes de son activité	2.2.2	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux	47
	3.3	Analyse des principaux enjeux et risques RSE	77
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	82
	3.5.4.1	Le changement climatique	107
Principales caractéristiques des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place, par la Société et par le Groupe, relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	2.1	Processus de gestion des risques	39
	2.3.3	Le contrôle interne propre à l'information financière	67
Indications sur les objectifs et la politique concernant la couverture de chaque catégorie principale de transactions et sur l'exposition aux risques de prix, de crédit, de liquidité et de trésorerie, ce qui inclut l'utilisation des instruments financiers	2	Facteurs de risque et contrôle	37
	6.2	Comptes consolidés – Note 17 (Instruments financiers)	289
		Note 18 (Risques liés aux instruments financiers)	302
Dispositif anti-corruption	3.8	Éthique et *compliance*	116
Plan de vigilance et compte rendu de sa mise en œuvre effective	3.9	Plan de vigilance	119
3. Rapport sur le gouvernement d'entreprise			
Informations sur les rémunérations			
Politique de rémunération des mandataires sociaux	4.4.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	161
	4.4.1.10	Politique de rémunération des mandataires sociaux	169
Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice ou attribués au titre de l'exercice à chaque mandataire social	4.4.1.6	Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social	163
	4.4.1.7	Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social	163
Proportion relative de la rémunération fixe et variable	4.4.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	161
Utilisation de la possibilité de demander la restitution d'une rémunération variable	NA	NA	NA
Engagements de toute nature pris par la Société au bénéfice de ses mandataires sociaux, correspondant à des éléments de rémunération, des indemnités ou des avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la prise, de la cessation ou du changement de leurs fonctions ou postérieurement à l'exercice de celles-ci	4.4.1.5	Contrat de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence	163
Rémunération versée ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce	NA	NA	NA
Ratios entre le niveau de rémunération de chaque dirigeant mandataire social et les rémunérations moyenne et médiane des salariés de la Société	4.4.1.9	Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations	167
Évolution annuelle de la rémunération, des performances de la Société, de la rémunération moyenne des salariés de la Société et des ratios susvisés au cours des cinq exercices les plus récents	4.4.1.9	Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations	167
Explication de la manière dont la rémunération totale respecte la politique de rémunération adoptée, y compris dont elle contribue aux performances à long terme de la Société et de la manière dont les critères de performance ont été appliqués	4.4.1.10	Politique de rémunération des mandataires sociaux	169

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Manière dont a été pris en compte le vote de la dernière Assemblée Générale Ordinaire prévu au I de l'article L. 22-10-34 du Code de commerce	4.4	Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction	161
	4.4.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	161
Écart par rapport à la procédure de mise en œuvre de la politique de rémunération et toute dérogation	NA	NA	NA
Application des dispositions du second alinéa de l'article L. 225-45 du Code de commerce (suspension du versement de la rémunération des Administrateurs encas de non-respect de la mixité du Conseil d'Administration)	NA	NA	NA
Attribution et conservation des options par les mandataires sociaux	NA	NA	NA
Attribution et conservation d'actions gratuites aux dirigeants mandataires sociaux	4.4.1.3	Rémunération incitative à long terme (Unités de Performance)	162
	4.4.3	Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance	173
Informations sur la gouvernance			
Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	4.1.1.1	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	131
	4.1.1.6	Situation de cumul des mandats des Administrateurs	149
Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	4.5.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	178
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	178
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	183
Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée Générale en matière d'augmentations de capital	4.5.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	179
Modalités d'exercice de la direction générale	4.3	Direction Générale	160
Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	130
	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	150
Application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil	4.1.1.7	Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration	149
Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	4	Gouvernance	129
	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	150
Référence à un code de gouvernement d'entreprise et application du principe "*comply or explain*"	4.6	Code de gouvernement d'entreprise	182
Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée Générale	4.2.2	Assemblée Générale du 21 avril 2022 – Composition du Conseil d'Administration	159
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	181
Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	4.5.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	178
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	178
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	183
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange	4.5.6	Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE	182

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
4. Actionnariat et capital			
Structure, évolution du capital de la Société et franchissement des seuils	5.4.2 5.4.3 5.4.4	Répartition du capital Franchissement de seuils légaux Action spécifique	199 200 200
Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	5.1.4 6.2	Rachat d'actions Comptes consolidés – Note 19 (Éléments sur capitaux propres)	187 317
État de la participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice (proportion du capital représentée)	5.4.2 3.4.5	Répartition du capital Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié	199 98
Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	NA	NA	NA
Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	4.4.6	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2021	177
Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	201
5. Déclaration de performance extra-financière (DPEF)			
Modèle d'affaires	3.2	Modèle d'affaires	75
Description des principaux risques liés à l'activité de la Société ou du Groupe, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par les relations d'affaires, les produits ou les services	3.3	Analyse des principaux enjeux et risques RSE	77
Informations sur les effets de l'activité quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale, et la manière dont la Société ou le Groupe prend en compte les conséquences sociales et environnementales de son activité (description des politiques appliquées et procédures de diligence raisonnable mises en oeuvres pour prévenir, identifier et atténuer les principaux risques liés à l'activité de la Société ou du Groupe)	3.3	Analyse des principaux enjeux et risques RSE	77
Résultats des politiques appliquées par la Société ou le Groupe, incluant des indicateurs clés de performance	3.1 3.1.2 3.1.5 3.3.1 3.3.2 3.3.3	Responsabilité Sociétale d'Entreprise Objectifs RSE 2030 Taxonomie européenne Principaux risques environnementaux Principaux risques sociétaux Principaux risques sociaux	70 70 72 82 83 85
Informations sociales (emploi, organisation du travail, santé et sécurité, relations sociales, formation, égalité de traitement)	3.4.2 3.4.3 3.4.4 3.4.5 3.4.6	Le développement des Talents Recrutement et fidélisation Diversité et inclusion Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié Dialogue social	90 93 95 98 99
Informations environnementales (politique générale en matière environnementale, pollution, économie circulaire, changement climatique)	2.2.2 2.2.5 3.5	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux Risques industriels Informations environnementales	47 54 104
Informations sociétales (engagements sociétaux en faveur du développement durable, sous-traitance et fournisseurs, loyauté des pratiques)	3.5.4.6 3.6 3.7	Les déchets Informations sociétales Achats, sous-traitance et fournisseurs	110 113 115
Informations relatives à la lutte contre la corruption	3.8	Éthique et *compliance*	116
Informations relatives aux actions en faveur des droits de l'homme	3.9.1	Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement	119

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Informations spécifiques : • politique de prévention du risque d'accident technologique menée par la Société ; • capacité de la Société à couvrir sa responsabilité civile vis-à-vis des biens et des personnes du fait de l'exploitation de telles installations ; • moyens prévus par la Société pour assurer la gestion de l'indemnisation des victimes en cas d'accident technologique engageant sa responsabilité.	2.2.5 3.3.1	Risques industriels Principaux risques environnementaux	54 82
Accords collectifs conclus dans l'entreprise et leurs impacts sur la performance économique de l'entreprise ainsi que sur les conditions de travail des salariés	3.4.8	Politique de santé-sécurité	100
Attestation de l'organisme tiers indépendant sur les informations présentes dans la DPEF	3.10	Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière	123
6. Autres informations			
Informations fiscales complémentaires	6.2	Comptes consolidés – Note 12 (Impôts)	273
Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	6.2 7.3	Comptes consolidés – Note 26 (Contentieux et enquêtes) Litiges et arbitrages	336 402

Conception et réalisation : côtécorp.

Crédits photos : ENGIE Camille MOIRENC, Jean François DEROUBAIX - Michaël BLANN - Musketeer - Westend61 - Malorny - Wendi Duan - Anucha Sirivisansuwan - Hoxton/Ryan Lees - Reinhard Krull/EyeEm



Société anonyme au capital de 2 435 285 011 euros
Siège social : 1 place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie – France
Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00
SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
TVA FR 13 542 107 651



engie.com