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-S)

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

Ce dépôt a été enregistré le 05/06/2023 sous le numéro de dépôt 12535

DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2022

incluant le rapport financier annuel



Certifié conforme à l'original

Le secrétaire du Conseil d'administration
François-Régis Mouret

ENGIE

SOMMAIRE

1 Présentation du Groupe 7

RFA 1.1 Histoire et organisation 8
RFA 1.2 Stratégie et objectifs 12
1.3 Recherche, technologies, et innovation 13
RFA 1.4 Performance financière 15
RFA 1.5 Performance RSE 19
1.6 Présentation des activités du Groupe 21
1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 39

2 Facteurs de risque et contrôle 41

RFA 2.1 Processus de gestion des risques 43
RFA 2.2 Facteurs de risque 45
RFA 2.3 Procédures de contrôle interne 60

3 Déclaration de performance extra-financière et informations RSE 65

RFA

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 66
3.2 Modèle d'affaires 86
3.3 Analyse des principaux enjeux et risques RSE 88
3.4 Informations sociales 99
3.5 Informations environnementales 118
3.6 Informations sociétales 128
3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 130
3.8 Éthique et *compliance* 131
3.9 Plan de vigilance 134
3.10 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière 142
3.11 Rapport d'assurance raisonnable des commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 145

4 Gouvernance 147

RFA 4.1 Organes de gouvernance 148
RFA 4.2 Dialogue actionnarial 181
RFA 4.3 Direction Générale 182
RFA 4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction 183
4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 202
4.6 Code de gouvernement d'entreprise 207
4.7 Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 208

5 Informations sur le capital et l'actionnariat 209

RFA 5.1 Informations sur le capital 210
RFA 5.2 Titres non représentatifs du capital 212
5.3 Obligations vertes 213
RFA 5.4 Actionnariat 221
5.5 Calendrier des communications financières 223

6 Informations financières 225

6.1 Examen de la situation financière 226
6.2 Comptes consolidés 245
6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 362
6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2022 369
6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 416

7 Informations complémentaires 421

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 422
7.2 Contrats importants 423
RFA 7.3 Litiges et arbitrages 423
7.4 Documents accessibles au public 424
RFA 7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel 424
7.6 Table de conversion 425
7.7 Unités de mesure 425
7.8 Sigles et acronymes 426
7.9 Glossaire 427
7.10 Index thématique 430
7.11 Table de concordance 432

Les éléments du rapport financier annuel sont identifiés dans le sommaire à l'aide du pictogramme RFA



Document d'enregistrement universel 2022

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

Le présent Document d'enregistrement universel a été déposé le 9 mars 2023 sous le numéro D.23-0082 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

Quel regard portez-vous sur les transformations du paysage énergétique mondial ?

Jean-Pierre Clamadieu – Le déclenchement de la guerre en Ukraine a entrainé une situation inédite sur les marchés de l'énergie en isolant progressivement la Russie, qui était encore en 2021 le premier pays exportateur d'énergie. Dans ce contexte, sécuriser les approvisionnements et accélérer la transition énergétique pour accroitre son indépendance stratégique sont devenus des priorités pour l'Europe. Cette transition énergétique est d'autant plus urgente que le changement climatique devient très visible, au travers de phénomènes météorologiques et climatiques extrêmes qui démontrent l'urgence de réduire nos émissions de gaz à effet de serre. Dans le même temps, aucune avancée majeure dans l'engagement des États n'a été actée lors de la COP27.

Ces réponses à l'urgence ne doivent pas masquer la nécessité pour l'Europe de comprendre que la combinaison de prix élevés de l'énergie et de la mise en place aux États-Unis d'un cadre très attrayant pour les investisseurs, et en particulier ceux engagés dans les technologies vertes, peut conduire à affaiblir durablement son tissu industriel. Une réponse européenne me semble aujourd'hui urgente en mobilisant des outils aussi simples et puissants que ceux prévus par l'*Inflation Reduction Act*.

Comment ENGIE a-t-il affronté la crise issue de la guerre en Ukraine ?

Catherine MacGregor – ENGIE a été en première ligne. Nous avons réussi à diversifier et sécuriser nos approvisionnements en gaz pour servir nos clients. Nous avons rempli notre mission aux côtés des États, en exploitant au maximum nos infrastructures gazières, qu'il s'agisse du transport, de la distribution, des terminaux d'importation ou du stockage. Tout cela nous a permis de préparer le passage de l'hiver avec sérénité.

Nous avons également agi pour soutenir nos clients, particuliers et entreprises, aux côtés des pouvoirs publics. Notre Groupe s'est pleinement mobilisé et je veux remercier les équipes dont l'engagement a été sans faille.

En parallèle, malgré la crise, nous avons poursuivi la mise en œuvre de notre plan stratégique, la finalisation de la cession d'EQUANS en octobre en est une étape majeure. ENGIE est désormais recentré sur ses métiers cœurs et sur ses pays clefs et en ordre de marche pour la croissance. Nous sommes pleinement engagés pour accélérer la transition énergétique, grâce à un Groupe plus intégré, plus digital et plus industriel. Cela passe notamment par renforcer nos efforts en matière de santé-sécurité au travail, une priorité absolue pour ENGIE : nous avons lancé cette année un plan pour mobiliser l'ensemble du Groupe et ses sous-traitants sur ce sujet crucial.

> **Pour réaliser notre ambition d'être le leader de la transition énergétique, ENGIE a besoin de tous les talents et toutes les expertises.**

Quelles conséquences cette crise aura-t-elle pour le mix énergétique européen ?

Jean-Pierre Clamadieu : L'Europe est jusqu'alors en avance en matière de transition énergétique et s'est donné pour ambition d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. On ne peut prendre le risque d'un retour en arrière. Il faut au contraire accélérer cette transition pour construire un mix énergétique diversifié, décarboné, et le plus abordable possible. Nous devons pour cela développer les énergies renouvelables, le nucléaire dans les pays qui le souhaitent, mais aussi les installations de production ou de stockages flexibles nécessaires à l'équilibre et à la fiabilité du réseau. À cela doit s'ajouter le recours aux molécules, indispensable à la décarbonation de l'industrie lourde et au transport, dans un premier temps du gaz naturel, mais le biogaz et l'hydrogène ont vocation à lui être rapidement substitués. Pour permettre l'accélération de cette transition, renforcer la compétitivité de notre industrie et apporter une forme de protection aux consommateurs, le marché de l'électricité européen doit évoluer : ENGIE a fait des propositions en ce sens.

Comment voyez-vous les conséquences de cette crise pour ENGIE ?

Catherine MacGregor : Elle montre la pertinence de notre stratégie pour relever ces défis. Notre vision d'un mix énergétique équilibré nécessite d'accélérer le développement des énergies renouvelables électriques et gazières, tout en maximisant l'utilisation des infrastructures existantes. Nous avons mis en service 3,9 GW de capacités renouvelables cette année, en ligne avec notre objectif de 50 GW d'ici 2025 et 80 GW d'ici



JEAN-PIERRE CLAMADIEU
Président du Conseil d'Administration

CATHERINE MACGREGOR
Directrice Générale

2030. Nous avons aussi remporté des succès majeurs dans les domaines des réseaux de chaleur et de froid, de la mobilité verte et de la production sur site. Et nous poursuivons nos objectifs de développement des énergies de demain, 4 GW d'hydrogène vert d'ici 2030, 10 TWh de production de biométhane par an d'ici 2030. Les molécules vertes, biométhane, hydrogène ou dérivé de l'hydrogène, sont indispensables au mix : elles sont la seule solution pour décarboner la mobilité et l'industrie lourdes et apporter la flexibilité nécessaire au système.

2022, est-ce aussi une année où le Groupe a conforté ses engagements en matière ESG ?

Jean-Pierre Clamadieu : Oui, le Groupe maintient bien sûr un niveau d'ambition élevé sur ces sujets et le Conseil d'Administration y est très attentif. Nous confirmons notre adhésion aux 10 Principes et aux 17 Objectifs de Développement Durable des Nations Unies et à nos objectifs ESG 2030. Par ailleurs, nous continuons à progresser sur la trajectoire qui nous conduira à l'objectif de Net Zéro Carbone en 2045. Vous avez soutenu, lors de notre dernière Assemblée Générale, la stratégie climatique du Groupe en votant à plus de 96% en faveur d'une résolution qui en reprenait les points clefs.

J'ajoute que les principaux objectifs ESG du Groupe font partie des critères qui constituent la base de calcul de rémunération variable du Comex et des cadres dirigeants.

Enfin il n'y aura pas de transition énergétique réussie sans justice sociale : nous devons être attentifs à toutes nos parties prenantes, salariés, territoires, clients, fournisseurs. Ce sera l'un des objectifs qui guidera notre action en 2023.

Pour relever ces défis, quelle est la politique d'ENGIE en matière de gestion des talents ?

Catherine MacGregor : Pour réaliser notre ambition d'être le leader de la transition énergétique, ENGIE a besoin de tous les talents et toutes les expertises. Nous avons continué à travailler pour renforcer la capacité du Groupe à attirer, recruter et fidéliser les talents dans un marché de plus en plus compétitif. Le Groupe a atteint dès cette année son objectif de 40% de femmes au sein de son Comité exécutif d'ici 2025. Nous visons d'atteindre la parité femmes/hommes parmi les managers d'ici 2030.

Plus largement, la diversité, l'équité et l'inclusion sont des priorités pour ENGIE. C'est l'objectif de notre politique globale lancée en 2022, centrée sur les objectifs prioritaires suivants : équité femmes/hommes, origines, question LGBTQ+, handicap et âge.

Par ailleurs, pour renforcer l'engagement de nos collaborateurs, nous avons lancé en septembre l'opération Link 2022, un plan d'actionnariat salarié, sur un périmètre de 21 pays. Près d'un salarié sur trois dans le monde a souscrit à l'opération : je me réjouis du soutien des collaborateurs à la stratégie d'ENGIE.

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".

ENGIE EN CHIFFRES(1)

96 000
salariés

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

5,3 GW
de capacité installée de production électrique d'origine nucléaire

38 GW
de capacité installée de production électrique renouvelable (+4 GW en 2022)

60 GW
de capacité installée de production électrique thermique

190 000
clients B2B

25 GW
de capacités installées de production d'énergies (chaleur, froid, électricité, etc.) décentralisée(2)

22,5 M
de contrats de fourniture d'énergie et de services B2C

15 Mds€
d'obligations vertes émises depuis 2014

RÉSULTATS FINANCIERS 2022

93,9 Mds€
de chiffre d'affaires

5,2 Mds€
de Résultat Net Récurrent part du Groupe des activités poursuivies

Ratio dette économique nette / EBITDA
2,8 x

9,0 Mds€
d'EBIT

5,5 Mds€
d'investissements de croissance

Proposition d'un dividende 2022 de
1,40 € par action

Notation
Strong investment grade

1) *Chiffres arrondis au 31 décembre 2022.*
2) *À 100%.*

EBIT DANS LE MONDE



NOS MÉTIERS :

- RENOUVELABLES
- INFRASTRUCTURES
- *ENERGY SOLUTIONS*
- *FLEXGEN & RETAIL*[3]
- NUCLÉAIRE
- AUTRES (dont *GLOBAL ENERGY MANAGEMENT & SALES*)

OBJECTIFS RSE 2030

43 Mt CO_2 éq.
d'émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie

Entre 40 et 60%
de femmes parmi les managers du Groupe (29,9% en 2022)

58%
des capacités de production électrique issues des renouvelables

3) *Production Thermique et Fourniture d'Énergie B2C.*
4) *Englobant GEMS, GTT et les activités de holding et Corporate.*

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

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 26 avril 2023 prévu à l'article L. 225-100 du Code de commerce ;
- 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, et
- le rapport spécial sur les attributions gratuites d'actions prévu à l'article L. 225-197-4 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 2021 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 203 à 222, et 223 à 346 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 9 mars 2022 sous le numéro D. 22-0079 ;
- 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.

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* 2023-2025". 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 conversion, 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

PRÉSENTATION DU GROUPE

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 une feuille de route stratégique à la mise en œuvre bien engagée 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
- 1.3.1 Description et organisation 13
- 1.3.2 Les activités de recherche 14
- 1.3.3 Les activités d'innovation 14

1.4 Performance financière 15
- 1.4.1 Faits marquants 15
- 1.4.2 Objectifs financiers pour la période 2023-2025 17
- 1.4.3 Chiffres clés financiers 2022 18

1.5 Performance RSE 19
- 1.5.1 Politique RSE 19
- 1.5.2 Atteinte des objectifs RSE à horizon 2030 20
- 1.5.3 Notations RSE 21

1.6 Présentation des activités du Groupe 21
- 1.6.1 GBU Renouvelables 22
- 1.6.2 GBU Infrastructures 25
- 1.6.3 GBU *Energy Solutions* 29
- 1.6.4 GBU *FlexGen & Retail* 33
- 1.6.5 Nucléaire 36
- 1.6.6 Autres - dont *Global Energy Management & Sales (GEMS)* 37
- 1.6.7 Modèle d'affaires du Groupe 38

1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 39



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'énergie renouvelable, des infrastructures énergétiques centralisées et décentralisées, et des services associés, la production d'électricité bas carbone et la fourniture de gaz et d'électricité :

- **production d'énergie renouvelable** : ENGIE est le 2ème opérateur hydraulique et le 1er dans l'éolien et le solaire(2) réunis en France et 2ème développeur en Europe. Il est l'un des *leaders* mondiaux (3) des contrats long-terme pour les entreprises (*corporate PPAs*) avec plus de 2 GW signés en 2022, le 1er producteur indépendant d'hydroélectricité au Brésil (1) et un acteur pionnier dans l'éolien en mer flottant (Ocean Winds) ;
- **infrastructures énergétiques centralisées :** le Groupe est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe(1), 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 un des *leaders* mondiaux (1) qui accompagne les clients villes, collectivités, industries et tertiaires, dans la décarbonation de leurs infrastructures énergétiques. Les activités d'*Energy Solutions* se répartissent en trois grandes catégories : les réseaux locaux d'énergie (notamment réseaux de chaleur et froid, mobilité bas-carbone), la production d'énergie sur site (production de chaleur, de froid, d'électricité par panneaux solaires, stockage d'énergie, etc.) et les services de performance et de gestion d'énergie (conseil, ingénierie, services de performance énergétiques). Le Groupe s'appuie sur ses expertises clés (production d'électricité renouvelable et bas carbone, infrastructures centralisées et décentralisées, services de performance et de gestion d'énergie, fourniture de gaz et d'électricité) 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.
- **production d'électricité flexible et fourniture de gaz et électricité** : le Groupe compte parmi les principaux acteurs en Europe en matière de production électrique, fournissant notamment via ses centrales à gaz des solutions apportant de la flexibilité au réseau. Il est par ailleurs 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 2ème producteur et fournisseur d'électricité. En Belgique, ENGIE est, par le biais de sa filiale Electrabel, le 1er producteur et fournisseur d'électricité et est fournisseur de gaz naturel.

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 international industriel et de services 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'à l'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 31/12/2022.

(2) Source BNEF.

(3) 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.

Ainsi 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 était 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 18 janvier 2022, ENGIE a apporté sa participation résiduelle dans SUEZ, soit 1,8%, à l'offre publique d'achat initiée par le Groupe VEOLIA.

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*".

Le 4 octobre 2022, ENGIE a finalisé la cession au groupe Bouygues, d'EQUANS, entité opérationnelle en charge des services multi-techniques, ce qui constitue une étape majeure dans la mise en œuvre du plan stratégique du Groupe.

1.1.3 ORGANISATION DU GROUPE

À fin 2022, 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.

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 *FlexGen & Retail*. 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 pilotent les fonctions support, en appui à la Direction Générale** et en coordination avec les GBU, conçoivent et déploient les politiques Groupe, et pilotent la performance financière et extra-financière. Les départements fonctionnels sont organisés en quatre pôles ;
- **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 Direction 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 *Global Business Units* et des entités opérationnelles

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)] de :

- 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 actifs 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, stockages et terminaux GNL 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 *FlexGen & Retail* 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 GBU Renouvelables et *FlexGen & Retail* développent toutes deux des solutions de stockage par batteries pour compléter leurs actifs de production.

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

- l'entité opérationnelle Nucléaire est dédiée à la gestion opérationnelle des unités de production nucléaires en Belgique ainsi que des droits détenus dans des centrales françaises ;
- l'entité opérationnelle 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 supervisée par un Directeur Général Adjoint, membre du Comex. Ces GBU et entités 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 support et de l'organisation géographique

Les fonctions support contribuent à la performance du Groupe, en soutien à la performance des GBU et des entités opérationnelles métier. Elles sont pilotées par les départements fonctionnels du corporate Groupe et sont organisées à la maille régionale et nationale.

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

- Secrétariat Général, Stratégie, Recherche & Innovation, Communication ;
- Finances, Responsabilité Sociétale d'Entreprise, Achats ;
- Digital et systèmes d'information ;
- Ressources humaines.

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

Chacun de ces pôles est supervisé par un Directeur Général Adjoint, membre du Comex.

À l'échelle géographique, les fonctions support sont mutualisées au sein de quatre *hubs* régionaux : Europe (hors France), Amérique du Nord, Amérique du Sud et Asie, Moyen-Orient, Afrique. 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.

Un Directeur Général Adjoint, membre du Comex, assure la supervision des géographies et de la transformation du Groupe.

Au-delà de la gestion des hubs régionaux de la plateforme géographique du Groupe, la Direction Transformation & Géographies est aussi en charge :

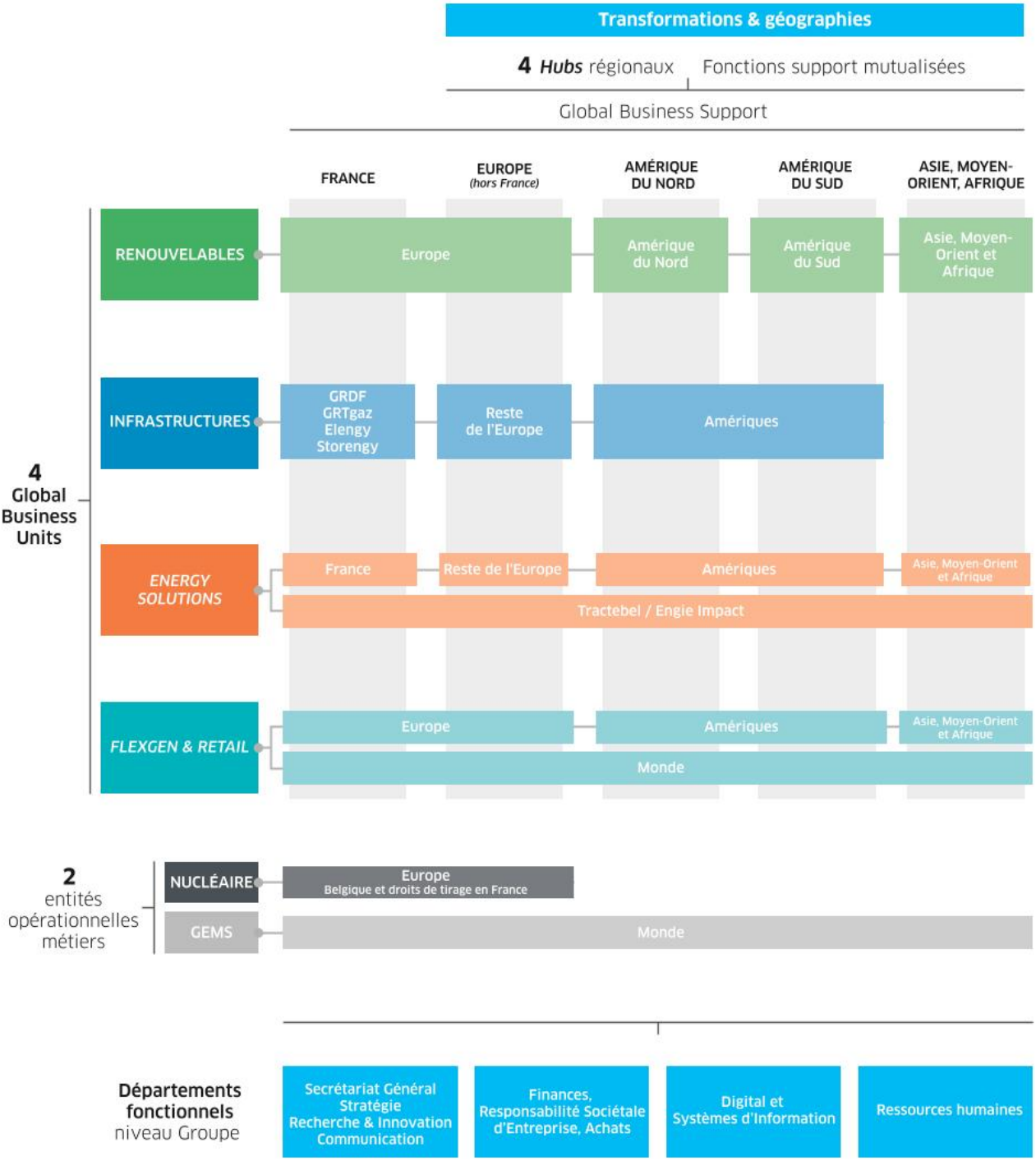
- de superviser et piloter les projets de transformation du Groupe ;
- d'assurer un rôle de supervision et d'accompagnement des projets industriels du Groupe ;
- de toutes les activités relatives à la santé et la sécurité des personnes (salariés et sous-traitants) et des actifs industriels au regard des objectifs que le Groupe se fixe dans ce domaine (*No Life at Risk – No Mind at Risk – No Asset at Risk*).

La Société exerce une activité économique propre. Le nombre de filiales contrôlées directement ou indirectement par la Société était de 2 255 à fin 2022. En complément des listes figurant en Note 2 "Principales filiales au 31 décembre 2022" ; 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/espace-finance, 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, figurent 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

En 2022, dans un contexte de crise énergétique inédit en Europe, le Groupe a fait face à ses responsabilités - notamment en matière de sécurité d'approvisionnement et de fonctionnement de ses infrastructures et moyens de production - tout en progressant dans la mise en œuvre de sa feuille de route stratégique élaborée en mai 2021. Cette feuille de route lui permet d'accélérer, pour devenir un Groupe industriel plus intégré, leader de la transition énergétique.

1.2.1 UNE FEUILLE DE ROUTE STRATÉGIQUE À LA MISE EN ŒUVRE BIEN ENGAGÉE

En 2022, le Groupe a poursuivi le renforcement de son caractère industriel intégré, autour des GBU et entités métiers, ainsi que le recentrage stratégique engagé en 2020, sur la base de la feuille de route stratégique de mai 2021.

Suite notamment aux cessions en 2022 d'EQUANS (services multi-techniques) au groupe Bouygues et d'ENDEL (maintenance industrielle et services à l'énergie) au groupe Altrad, ENGIE concentre désormais son développement sur les énergies renouvelables (électriques et gaz) et les infrastructures décentralisées pour décarboner nos clients. L'objectif du Groupe a également été de réduire son empreinte géographique afin d'augmenter encore davantage son focus et de renforcer plus avant sa présence dans ses pays clefs. L'objectif fixé a été d'atteindre moins de 30 géographies en 2023. L'année 2022 a permis de concrétiser la sortie de 4 pays supplémentaires (sortie de 18 pays en 2021) outre les sorties de 7 pays opérées dans le cadre de la cession d'EQUANS, ce qui porte à 31 le nombre de pays du Groupe fin 2022. Les moyens financiers dégagés par ces opérations de cession permettent 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 a pour ambition d'être un *leader* de la transition énergétique neutre en carbone. Porté par l'accélération de la décarbonation et la demande en énergie bas carbone, ENGIE est très bien positionné pour accélérer et répondre à la demande des citoyens, des élus et des industriels. 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. Son modèle intégré, 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 structuration financière, conception 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. Des budgets carbone sont assignés à chaque activité du Groupe. 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. Les plans d'actions de performance, dont bénéficient notamment les cadres dirigeants, sont pour partie conditionnés à l'atteinte d'objectifs carbone.

A côté des efforts d'efficacité énergétique et de sobriété, et d'électrification d'un certain nombre d'usages, le développement des gaz renouvelables (hydrogène bas carbone, biométhane, méthane de synthèse) et de la chaleur, indispensables pour des usages industriels et de mobilité lourde notamment, est nécessaire à la réussite de la transition énergétique. En matière de gaz verts, 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 10 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 entre 2022 et 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 le solaire photovoltaïque et l'éolien en mer. ENGIE est un acteur majeur de production d'électricité hydraulique, notamment au Brésil, en France et désormais au Portugal. Le développement de ces capacités a des synergies avec les activités de fourniture d'énergie BtoB du Groupe, via les PPAs.
- **Infrastructures : investir dans des réseaux performants, au service de mix énergétiques équilibrés et neutres en carbone ;** 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 ; 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. En complément, le développement des réseaux gaziers est soutenu là où cela permet d'agir pour la décarbonation du système énergétique. La production de gaz verts (biométhane) est une priorité.

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

- **Décarbonation des clients : proposer des solutions intégrées de décarbonation à grande échelle s'appuyant sur des contrats long terme**. Le Groupe se concentre 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 additionnels 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.
- ***FlexGen & Retail* : 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 implanté, il assure les besoins en flexibilité du système électrique et accompagne les pays ayant un mix avec une part importante de charbon la première étape de décarbonation. Le désengagement des capacités charbon 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) 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 : dans la perspective de l'arrêt de la prolongation des unités d'ici 2025, conformément à la loi belge**, le Groupe se mobilise pour accompagner la transition du système électrique belge dans le respect des plus hauts standards en matière de sûreté nucléaire. Il prend par ailleurs part aux échanges avec le gouvernement sur la prolongation possible de deux unités.

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 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'appuie sur divers leviers : (i) l'excellence opérationnelle, (ii) le redressement d'entités en pertes et la réduction des frais généraux. A fin 2022, ENGIE affiche des économies cumulées de l'ordre de 500 millions d'euros et devrait être en mesure d'atteindre l'objectif du plan à fin 2023.

Une amélioration continue menant à environ 0,2 milliard d'euros de contribution nette supplémentaire à l'EBIT par an est prévue au titre du plan 2023-2025.

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

1.3.1 DESCRIPTION ET ORGANISATION

Être un acteur majeur de la transition énergétique exige de comprendre et de maîtriser les 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 *leader* du Groupe. Grâce à ses compétences, ENGIE dispose d'une capacité à identifier, expérimenter, déployer les solutions qui vont rendre la transition énergétique possible. Ses travaux s'exercent dans des domaines en lien avec la stratégie du Groupe, choisis en étroite collaboration avec les entités opérationnelles, en agissant simultanément sur tous les horizons de temps, en orchestrant différents moyens d'intervention et en combinant expertise interne, partenariats et collaborations.

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 les sujets stratégiques du Groupe. Dans ce cadre, six modèles d'activités complémentaires ont été définis et regroupés sous une direction unique au sein d'ENGIE R&I :

- **Programmes de Recherche** : pilotent les programmes de recherche avec une visée moyen-terme ;
- **Labs** (CRIGEN et Cylergie (France), Laborelec (Belgique), Lab Singapour (Singapour)) : fournissent l'expertise nécessaire à la réalisation des programmes de recherche et de services support aux GBU ;
- **Incubation :** intègre des innovations dans les activités stratégiques du Groupe et incube de nouvelles opportunités ;
- **ENGIE Ventures** : favorise l'innovation *"outside-in"* par des investissements minoritaires dans des *start-ups* ;
- **Écosystèmes & Expertises** : développe la culture de l'innovation dans le Groupe, le rapprochement des écosystèmes externes (*start-ups*) et s'assure du développement des talents R&I ;
- **Pilotage & Performance** : rythme la définition et la mise en œuvre de la stratégie R&I et pilote la performance financière et opérationnelle de R&I.

À fin 2022, les équipes d'ENGIE R&I comptent plus de 600 collaborateurs.

L'alignement des priorités R&I avec les objectifs stratégiques et les ambitions de croissance du Groupe est assuré par une gouvernance dédiée, reposant sur un dialogue continu entre les entités et les GBU. Les priorités R&I 2022 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).

1.3.2 LES ACTIVITÉS DE RECHERCHE

Les activités de Recherche sont regroupées au sein des Labs et pilotées par l'entité "Programmes de Recherche".

1.3.2.1 Description

Les équipes de recherche travaillent dans les Labs du CRIGEN, de Cylergie, de Laborelec ou du Lab Singapour sur tous les aspects de l'identification, du test et du développement de nouvelles technologies, aidant ainsi la performance et la différenciation des différents métiers du Groupe. Les centres et équipes de recherche peuvent également fournir l'expertise et l'assistance technique nécessaires pour les opérations clés dans les entités *business* et les projets d'innovation (par exemple, les projets de l'*Innovation Fund* européen, du pacte vert pour l'Europe et les appels d'offres majeurs). Ils fournissent une vision technologique à moyen et long terme qui éclaire les choix du Groupe.

En 2022, les dépenses de recherche et de développement technologique du Groupe se sont élevées à 135 millions d'euros.

Trois inaugurations pour la Recherche peuvent notamment être mentionnées pour 2022 :

- le lab H2 au Crigen ;
- le nouveau banc de test bio-GNL à Montoir-de-Bretagne (France) ;
- le pilote agrivoltaïque de Laqueuille (France).

1.3.2.2 Partenariats scientifiques et technologiques

ENGIE R&I mène un travail collaboratif avec des partenaires externes, industriels et académiques. Ces échanges d'expertise permettent à la fois d'aider ENGIE à porter à maturité de nouvelles technologies et offres aux clients, et aussi d'explorer et approfondir des thématiques de plus long terme. Ainsi, ENGIE R&I travaille avec des partenaires externes, universités, PME et *start-ups*, sur un portefeuille d'une centaine de projets collaboratifs. Parmi ces partenariats, ENGIE R&I collabore en particulier avec NREL, le CEA et EnergyVille.

ENGIE R&I participe à des projets de recherche européens ainsi qu'à des projets cofinancés par les pouvoirs publics français et belges. A titre d'exemple, ENGIE est partenaire de plus de 60 projets de recherche du programme HORIZON de la Commission européenne. Le Groupe est membre de plusieurs chaires académiques cofinancées par l'ANR, de la chaire Énergie et Prospérité avec l'Institut Louis Bachelier, École Polytechnique, ENSAE ainsi que du Centre Interdisciplinaire Energy4Climate (E4C) de l'Institut Polytechnique de Paris. ENGIE a également signé un partenariat avec le Singapore Institute of Technology (SIT).

Depuis 2009, ENGIE est assisté par un conseil scientifique qui rassemble neuf personnalités scientifiques de rang mondial couvrant les grandes disciplines en rapport avec les activités du Groupe.

1.3.3 LES ACTIVITÉS D'INNOVATION

Les activités d'innovation sont regroupées au sein d'Incubation, ENGIE Ventures et Écosystèmes & Expertises.

1.3.3.1 Incubation

Incubation a défini une démarche orientée client/besoin pour développer, en étroite collaboration avec les GBU, de nouvelles offres et de nouveaux *business*, pour se différencier sur leurs marchés actuels et futurs. De nouveaux relais de croissance sont créés à travers deux axes :

- un *Acceleration studio* : où l'on conçoit, teste et prototype de nouvelles offres de services, en s'assurant de l'orientation client et de l'impact commercial pour ENGIE ;
- un *start-up studio* : où l'on crée des *start-ups* pour servir de nouveaux segments de marché, ouvrir de nouvelles opportunités commerciales, ou tester de nouveaux modèles d'affaires innovants et des solutions attractives, tout en limitant l'exposition au risque.

1.3.3.2 Engie Ventures

Depuis sa création en 2014, ENGIE Ventures a investi plus de 200 millions d'euros dans une cinquantaine de *start-ups*. En 2022, les investissements dans 13 *start-ups* innovantes (dont cinq nouvelles). Ils ont porté sur les secteurs prioritaires de développement du Groupe tels que des outils technologiques de *e-fuels*, de production d'hydrogène, d'optimisation de réseaux de froid, mais également de *software* d'optimisation de production renouvelable, ou pour générer de la flexibilité électrique, ou encore des *digital twins*. ENGIE Ventures a également investi dans un projet réplicable de production d'acier vert à partir d'hydrogène vert. Près de 200 *start-ups* pertinentes ont pu être identifiées en 2022.

L'objectif principal recherché de ces investissements est l'identification de technologies et modèles d'affaires émergents sur les métiers d'ENGIE, ainsi qu'un accès privilégié à ces innovations via des partenariats spécifiques, dans la recherche d'un retour sur investissement équilibré.

Le portefeuille de participations directes d'ENGIE Ventures est aujourd'hui composé de 25 *start-ups* actives, dont la liste est disponible sur www.engieventures.com. La stratégie d'investissement dans d'autres fonds externes n'est plus privilégiée depuis 2019.

1.3.3.3 Ecosystèmes & Expertises

Écosystèmes & Expertises a pour mission de développer la culture de l'innovation dans le Groupe et de s'assurer du développement des talents R&I. À ce titre, la Direction anime la communauté des innovateurs du Groupe et favorise l'émergence des innovations internes. Écosystèmes & Expertises favorise également le développement de l'innovation grâce à des partenariats tels que, par exemple, *l'European Institute of Innovation and Technologies Innonergy*, qui permettent la mise en relation avec des *start-ups* ciblées capables d'enrichir les offres du Groupe ou de résoudre des problématiques.

Deux évènements clés peuvent être mentionnés pour 2022 :

- la remise des trophées de l'innovation, qui a permis à 1 500 collaborateurs de proposer les innovations réalisées dans l'année au service de la création de valeur des GBU, et également sur des sujets tels que la santé-sécurité ou la cybersécurité ;
- le Salon Vivatech à Paris en juin 2022 a permis au Groupe de mettre en valeur son écosystème d'innovation (interne et *start-ups*).

1.4 PERFORMANCE FINANCIÈRE

1.4.1 FAITS MARQUANTS

Accélération dans les Renouvelables, les Infrastructures et les gaz renouvelables

ENGIE a ajouté 3,9 GW de capacités renouvelables en 2022, dont 1,8 GW d'énergie éolienne terrestre, 1,2 GW d'énergie solaire et 1,0 GW d'énergie éolienne en mer, ce qui porte la capacité installée renouvelable totale à 100% à environ 38 GW à fin 2022. Par géographie, les 3,9 GW sont répartis entre l'Europe pour 2,6 GW (principalement au Royaume-Uni, en Espagne et en France), les États-Unis pour 0,8 GW et l'Amérique latine pour 0,4 GW. Le Groupe est en bonne voie pour atteindre son objectif de 4 GW de capacité additionnelle en moyenne chaque année et ce, jusqu'en 2025. L'ambition du Groupe est soutenue par un pipeline de 80 GW à fin décembre 2022, en hausse de 14 GW par rapport à décembre 2021.

Ocean Winds, la *joint-venture* d'ENGIE et d'EDPR dédiée à l'éolien en mer, poursuit sa forte croissance. En décembre 2022, Ocean Winds a remporté une zone pour un site d'éolien en mer flottant d'une capacité de 2 GW en Californie.

En 2022, le Groupe a soutenu ses clients dans leurs efforts de décarbonation avec la signature de 2 GW de contrats d'achat d'électricité verts (PPA).

Energy Solutions a remporté des contrats majeurs dans les réseaux urbains de chaleur et de froid, et dans la mobilité verte en 2022, dont 12 000 points de recharge de véhicules électriques, principalement en Belgique et à Singapour. Au cours de l'année 2022, 1 GW environ de capacité nette installée a été ajoutée dans les infrastructures énergétiques distribuées.

Au Brésil, l'intégration des activités d'exploitation-maintenance de TAG a été accomplie avec succès et les deux lignes de transport d'électricité, Gralha Azul et Novo Estado, sont maintenant sur le point d'être entièrement finalisées.

ENGIE continue sa progression dans le domaine des gaz renouvelables : 492 unités de production de biométhane, représentant une capacité de production annuelle pouvant atteindre 8,3 TWh, sont raccordées aux réseaux d'ENGIE en France. En ce qui concerne l'hydrogène, la Commission européenne a approuvé une aide publique pouvant atteindre 5 milliards d'euros. Dans ce cadre, les cinq projets qu'ENGIE a présenté en Belgique, en France, aux Pays-Bas et en Espagne, ont tous été retenus.

Simplification et recentrage

L'objectif du plan de cession d'au moins 11 milliards d'euros à fin 2023 est atteint avec 11 milliards d'euros désormais conclus ou signés, EQUANS étant le principal contributeur.

Sur le plan du recentrage géographique, le Groupe opèrera dans 31 pays, contre 70 pays en 2018, une fois tous les accords de sortie déjà engagés signés. ENGIE est sorti de sept pays dans le cadre de la cession d'EQUANS et prévoit de ramener sa présence géographique à moins de 30 pays d'ici 2023.

Allocation de capital rigoureuse

Les investissements au cours de l'exercice 2022 se sont élevés à 7,9 milliards d'euros, dont 5,5 milliards d'euros d'investissements de croissance. 58% de ces investissements ont été consacrés aux Renouvelables, 20% aux Infrastructures et 13% aux activités d'*Energy Solutions*, en ligne avec les priorités stratégiques d'ENGIE.

Plan de performance

Dans un contexte de forte inflation, ENGIE a maintenu sa dynamique d'amélioration de la performance et est en passe d'atteindre son objectif à trois ans, avec une contribution nette de l'EBIT en 2022 de 0,4 milliard d'euros**.**

Point sur les actifs nucléaires en Belgique

Conformément au plan de sortie du nucléaire en Belgique, le réacteur Doel 3 a été arrêté en septembre 2022 et le réacteur Tihange 2 a été arrêté en février 2023.

En janvier 2023, ENGIE et le gouvernement fédéral belge ont fixé un cadre pour l'extension des réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3, en signant l'accord *Heads of Terms and Commencement of LTO Studies* qui s'appuie sur la lettre d'intention signée le 21 juillet 2022, dont l'objectif est de prolonger la durée de vie opérationnelle des deux réacteurs de dix ans, pour une capacité de production totale de 2 GW.

Cet accord de principe précise certaines modalités dont la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées détenues à parité par l'État belge et ENGIE. Il définit le cadre d'un plafonnement des coûts futurs de gestion des déchets nucléaires et il détermine un ensemble de garanties pour assurer la bonne exécution des engagements de l'exploitant nucléaire. Par cet accord, les deux parties confirment leur objectif de mettre en œuvre leurs meilleurs efforts pour redémarrer en novembre 2026 les unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3.

Par ailleurs, en décembre 2022, ENGIE a été informé de la décision de la CPN concernant la réévaluation triennale des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires belges et la gestion de l'aval du cycle du combustible usé. La CPN entend augmenter fortement les provisions de 3,3 milliards d'euros, dont une augmentation de 2,9 milliards d'euros pour celles portées par Synatom et de 0,4 milliard pour celles portées par Electrabel. L'augmentation des provisions proposées par ENGIE était de 0,9 milliard d'euros, par rapport aux 2,9 milliards d'euros proposés par la CPN. ENGIE considère cette hausse de 2,9 milliards d'euros injustifiée et a soumis une proposition ajustée à la CPN.

Point sur les propositions de l'Union européenne pour le plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales

En décembre 2022, les gouvernements belge et français, les deux pays européens où ENGIE produit le plus d'électricité, ont adopté de nouvelles mesures législatives pour limiter la rente inframarginale liée au prix de l'électricité.

En Belgique, un plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales a été mis en œuvre de manière rétroactive du 1er août 2022 au 30 juin 2023. Une éventuelle prolongation de ce plafonnement devra être évaluée en avril prochain. Les actifs nucléaires d'ENGIE, détenus et exploités à travers sa filiale Electrabel, sont concernés par cette mesure : les revenus normatifs supérieurs à 130 euros/MWh sont soumis au nouveau prélèvement incluant un mécanisme limitant une potentielle double imposition avec les taxes nucléaires existantes.

En France, la loi de finances pour 2023 prévoit un plafonnement des recettes issues de la production d'électricité des technologies inframarginales sur une période de 18 mois (du 1er juillet 2022 au 31 décembre 2023). Le plafond varie de 40 euros/MWh à 175 euros/MWh en fonction de la technologie de la production d'électricité. Les recettes excédentaires sont soumises à un taux d'imposition de 90%. Le Groupe ENGIE est principalement impacté au titre de ses droits de tirage sur deux centrales nucléaires d'EDF (Chooz B et Tricastin, 1,2 GW, 9 TWh de production annuelle en considérant un taux de disponibilité de 85%) soumises à un plafond de 90 euros/MWh et ses centrales à gaz (capacité de 1,4 GW) soumises à un plafond de 40 euros/MWh sur le *clean spark spread*.

En Italie, le gouvernement a promulgué une "contribution extraordinaire de solidarité" sur les sociétés du secteur de l'énergie. Cette dernière est calculée sur une variation de la base taxable à la TVA entre octobre 2021 et avril 2022 par rapport à la même durée un an plus tôt à un taux de 25%. ENGIE a été significativement et négativement impacté en raison d'une méthodologie mal conçue, non représentative des revenus excédentaires sur la période.

L'impact global des taxes exceptionnelles en Europe est proche de 0,9 milliard d'euros en 2022, dont 85% en EBIT et 15% en impôt sur les sociétés.

ENGIE joue un rôle essentiel dans la sécurité d'approvisionnement et contribue à rendre l'énergie accessible à tous

En tant que propriétaire, opérateur d'infrastructures gazières et fournisseur de gaz, ENGIE joue un rôle essentiel en Europe.

En France, ses activités d'Infrastructures ont affiché un taux d'utilisation record avec des terminaux méthaniers ayant fonctionné pratiquement à pleine capacité, un doublement des volumes d'acheminement de GRTgaz avec notamment un inversement des volumes acheminés de la France vers l'Allemagne et des stockages de gaz remplis à 81% au 31 décembre 2022 contre 53% 1 an auparavant.

En 2022, ENGIE a contribué à hauteur de 1,1 milliard d'euros aux mécanismes existants de partage des bénéfices pour le nucléaire en Belgique (cadre fiscal spécifique) et l'hydroélectricité en France (CNR).

ENGIE s'est engagé à soutenir le pouvoir d'achat de ses clients avec la mise en place d'une mesure de soutien de 90 millions d'euros pour ses clients particuliers les plus précaires, et d'un fonds de 60 millions d'euros pour ses clients industriels et tertiaires affectés par la hausse des prix de l'énergie. ENGIE a également lancé une plateforme de suivi et de pilotage de la consommation d'énergie permettant à ses clients particuliers et aux PME de réaliser des économies l'énergie.

ENGIE contribue également aux mesures gouvernementales visant à lutter contre les prix élevés de l'énergie.

En France, ENGIE a augmenté la contribution de son fonds de roulement au mécanisme de bouclier tarifaire incluant désormais les Très Petites Entreprises (TPE) ainsi que les clients particuliers sous offre de marché. La plupart des contrats de gaz et d'électricité BtoC d'ENGIE bénéficient d'une protection contre la hausse des prix par le biais du bouclier tarifaire ou à travers de prix fixes valables pendant toute la durée du contrat.

Le Groupe soutient la mise en place de tarifs sociaux en Belgique ainsi qu'un mécanisme de plafonnement des prix en Roumanie et au Chili. De plus, le Groupe s'emploie, aux côtés des autorités locales, à fournir un soutien par le biais de facilités de paiement. L'impact global des mesures de paiement différé dans le monde entier est proche de 1,0 milliard d'euros. ENGIE est plus que jamais mobilisé auprès de ses clients pour améliorer leur efficacité énergétique, et ainsi réduire leurs factures d'énergie et leur permettre d'atteindre leurs objectifs de décarbonation.

ENGIE a reconnu l'engagement de ses employés à travers le monde en leur versant une prime exceptionnelle de 1 500 euros, dans un contexte de forte inflation et d'un environnement sans précédent.

Progrès vers la neutralité carbone et objectifs ESG

En 2022, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie ont été réduites de 60 millions de tonnes, une baisse de 44% par rapport à 2017, en ligne avec l'objectif de 43 millions de tonnes d'ici 2030. Les résultats de 2022 ont été positivement impactés par les conditions météorologiques et un taux d'utilisation plus faible de nos centrales à gaz à cycle combiné.

ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, passant de 34% à fin 2021 à 38% à fin 2022, avec l'ajout de 3,9 GW de capacité renouvelables au cours de l'année.

ENGIE continue sa progression dans la sortie du charbon avec la signature en septembre 2022 de la cession de Pampa Sul au Brésil et de la fermeture de Tocopilla au Chili, qui représentaient une capacité installée totale de 0,6 GW. Le Groupe s'est engagé à sortir de tous les actifs charbon en Europe d'ici 2025 et du monde d'ici 2027, comprenant la production charbon pour les réseaux urbains de chaleur et froid. A fin 2022, le charbon représentait 2,6% du portefeuille de production d'électricité centralisée d'ENGIE.

Sur les enjeux de diversité, ENGIE comptait 30% de femmes au sein du management à fin 2022. Le Groupe met en œuvre des plans d'actions afin d'atteindre son objectif de parité managériale de 40% à 60% entre les hommes et les femmes.

Santé et sécurité

En 2022, le Groupe ENGIE et ses sous-traitants ont malheureusement déploré plusieurs accidents graves du travail, dont quatre mortels dans le périmètre ENGIE ainsi que cinq accidents mortels sur le périmètre EQUANS. Une réponse coordonnée à l'échelle du Groupe et un plan d'actions complet continuent d'être implémentés par les équipes dirigeantes d'ENGIE afin de réévaluer toutes les normes et procédures de sécurité pour l'ensemble de ses activités et de ses géographies. L'objectif est de répondre aux standards les plus élevés pour le Groupe et ses sous-traitants.

Politique de dividende réaffirmée et proposition d'un dividende de 1,40 euro par action pour 2022

ENGIE s'attache à proposer un dividende croissant et pérenne à ses actionnaires.

Le Conseil d'administration réaffirme ainsi 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 de 2023 à 2025.

Pour l'année 2022, le Conseil d'administration propose de distribuer 65% du résultat net récurrent part du Groupe, représentant un dividende de 1,40 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 26 avril 2023.

1.4.2 OBJECTIFS FINANCIERS POUR LA PÉRIODE 2023-2025

Lors de la présentation de ses résultats financiers 2022, ENGIE a mis à jour ses objectifs financiers pour la période 2023-2025 (voir Section 6.1).

L'avancée du plan stratégique pose les bases solides qui permettront à ENGIE d'atteindre la neutralité carbone tout en continuant à croître à long terme.

Le Groupe prévoit à moyen terme une croissance principalement portée par les investissements dans les Renouvelables et par l'amélioration des performances d'*Energy Solutions*, ainsi qu'une contribution stable des Infrastructures. GEMS permettra de renforcer le modèle intégré en garantissant la sécurité d'approvisionnement en énergie, l'optimisation et la gestion des risques pour ENGIE et ses clients. En raison de l'arrêt progressif des centrales d'ici 2025 en Belgique, la contribution nucléaire a été exclue de l'indication de l'EBIT.

Hypothèses de prix des commodités en Europe retenues dans la *guidance* pour les volumes merchant non couvert : les prix retenus pour la *guidance* 2023-2025 sont basés sur la moyenne des prix à terme en Europe au 31 décembre 2022.

Ainsi, entre 2023 et 2025, ENGIE prévoit :

En milliards d'euros	Résultats 2023	Résultats 2024	Résultats 2025
EBIT excluant le nucléaire	6,6 - 7,6	7,2 - 8,2	7,5 - 8,5
Guidance RNRpg	3,4 - 4,0	3,8 - 4,4	4,1 - 4,7

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 des investissements de croissance de 22 à 25 milliards d'euros en 2023-25, soit une augmentation de 50% par rapport à 2021-23. 40% de ces investissements sont déjà engagés. Ces investissements devraient être répartis de la manière suivante : 55 à 65% pour les énergies renouvelables, 10 à 15% pour les réseaux et 10 à 15% pour *Energy Solutions*. Environ 10% seront consacrés à la montée en puissance des gaz renouvelables et des batteries. L'allocation du capital est basée sur une discipline stricte respectant des critères financiers et ESG stricts. La contribution des nouvelles capacités mises en service à l'EBIT 2023-25 devrait s'élever à 1,5 milliard d'euros. Le retour sur capitaux employés moyens hors nucléaire devrait bénéficier de cette méthode sélective pour stimuler la création de valeur : le retour sur capitaux employés moyens du Groupe hors nucléaire devrait passer de 6% en 2021 à un niveau compris entre 7 et 9% de manière durable.

Les investissements de maintenance devraient atteindre de 7 à 8 milliards d'euros en 2023-25, dont 50% devraient être alloués aux activités d'infrastructure régulées.

Par ailleurs, environ 9 milliards d'euros seront consacrés au financement des provisions nucléaires belges sur la période 2023-2025.

ENGIE poursuivra ses efforts en matière d'efficacité à travers une maîtrise importante de ses frais généraux et administratifs, en améliorant l'efficacité des fonctions support et en redressant les activités les moins performantes. Le Groupe vise un impact positif de ces mesures sur l'EBIT à hauteur de 600 millions d'euros en 2023-25.

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

2022	Activités	Facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT par rapport à 2022		2025
EBIT excluant le Nucléaire de 8,0 milliards d'euros	**Renouvelables**	Contribution des investissements, hausse des prix	++	**EBIT prévisionnel excluant le Nucléaire de 7,5 milliards d'euros à 8,5 milliards d'euros**
	Infrastructures	Inflation, normalisation des températures, investissements et gestion de portefeuille, examens réglementaires en France	=-	
	Energy Solutions	Contribution des investissements et amélioration de la contribution d'EVBox et amélioration continue de la performance	=+	
	***FlexGen* (ex Thermique)**	Dilution, augmentation des spreads et augmentation de la disponibilité du portefeuille d'actifs	=	
	***Retail* (ex Fourniture d'Énergie)**	Normalisation des températures, amélioration de la marge, croissance des services BtoC et du portefeuille de clients en électricité	=+	
	GEMS	Diminution des prix et de la volatilité mais un à niveau toujours élevé	---	
	Nucléaire	Hausse des prix, baisse des volumes	=+	

Convention : chaque signe « + » représente c. + 500 millions d'euros, chaque signe « - » c. – 500 millions d'euros, chaque signe « =+ » une variation entre 0 et + 250 millions d'euros, chaque signe « =- » une variation entre -250 à 0 millions d'euros.

1.4.3 CHIFFRES CLÉS FINANCIERS 2022

En millions d'euros	2022	2021	2020 retraité [a]	2020	2019	2018 retraité [b]	2018
1. Chiffre d'affaires	**93 865**	**57 866**	**44 306**	**55 751**	**60 058**	**56 967**	**60 596**
dont réalisé hors de France	59 617	33 525	25 640	33 311	35 635	33 306	35 612
2. Résultat							
EBITDA	13 713	10 563	8 908	9 276	10 366	9 236	9 236
• Résultat opérationnel courant [c]	9 045	6 145	4 493	4 578	5 726 [d]	5 126	5 126
• Résultat net part du Groupe	216	3 661	(1 536)	(1 536)	984	1 033	1 033
• Résultat net récurrent part du Groupe	5 510	3 158	1 703	1 703	2 683	2 425	2 425
• Résultat net récurrent des activités poursuivies part du Groupe	5 223	2 927	1 726	1 703	2 683	2 458	2 458
3. Flux de trésorerie							
Flux issus des activités opérationnelles	8 586	7 312	7 589	7 589	8 178	7 873	7 873
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	12 415	9 806	8 506	8 788	9 863	8 464	8 464
Flux issus de l'investissement	(4 290)	(11 042)	(4 046)	(4 046)	(7 193)	(6 095)	(6 095)
Flux issus du financement	(2 979)	4 848	(561)	(562)	212	(1 928)	(1 928)
4. Bilan							
Capitaux propres part du Groupe	**34 253**	**36 994**	**28 945**	**28 945**	**33 087**	**35 551**	**35 551**
Capitaux propres totaux	39 285	41 980	33 856	33 856	38 037	40 941	40 941
Endettement net	24 054	25 350	22 458	22 458	25 919	21 102	21 102
Endettement net hors dette interne/EBITDA	1,75	2,40	2,42	2,42	2,50	2,28	2,28
Total bilan	235 490	225 333	153 182	153 182	159 793	153 702	153 702
5. Données par action *(en euros)*							
• Nombre moyen d'actions en circulation [e]	2 419 985 959	2 419 429 772	2 416 072 154	2 416 820 377	2 412 518 837	2 396 308 756	2 396 308 756
• 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
• Résultat net par action [e]	0,06	1,46	(0,71)	(0,71)	0,34	0,37	0,37
• Résultat net récurrent part du Groupe par action [e]	2,24	1,26	0,63	0,63	1,04	0,95	0,95
• Dividende distribué [f]	1,40	0,85	0,53	0,53	0	1,12	1,12
6. Effectifs moyens totaux	**98 020**	**174 027**	**175 873**	**175 873**	**262 139**	**249 795**	**249 795**
• Sociétés en intégration globale	96 116	171 754	173 398	173 398	170 475	158 505	158 505
• Sociétés en intégration proportionnelle	479	717	748	748	756	780	780
• Sociétés mises en équivalence	1 424	1 556	1 727	1 727	90 908	90 510	90 510

(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" du Document d'enregistrement universel 2021).

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

(d) Chiffre retraité 2019 : 5 819.

(e) Résultat par action calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle (voir Note 12 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés").

(f) 2022 : proposition soumise à l'AGO. En 2018, le dividende annuel de 0,75 euro a été augmenté d'un dividende exceptionnel de 0,37 euro par action, soit un total de 1,12 euro 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, des plans d'action avec des objectifs RSE datés et chiffrés (voir Section 1.5.2). Elle fait l'objet d'évaluations externes sollicitées ou non 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 la politique RSE, ses résultats, les enjeux matériels et les principaux risques RSE liés aux activités du Groupe (voir Chapitre 3).

En 2022, le Groupe a fait voter lors de son Assemblée Générale du 21 avril une résolution *Say-on-Climate* approuvant son plan climat vers la neutralité 2045 et a réalisé son deuxième exercice de calcul des taux d'éligibilité et d'alignement de ses activités au sens de la taxonomie européenne dont les résultats sont présentés à la Section 3.1.5.

1.5.1 POLITIQUE RSE

La RSE est au cœur de la raison d'être du Groupe, qui est d'accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, conciliant performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. Cette raison d'être, inscrite dans ses statuts par l'Assemblée Générale en mai 2022, guide 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, c'est à dire 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 première politique RSE (remise à jour en 2020), et en 2016, s'était fixé six objectifs RSE à horizon 2020. Les travaux ont permis de définir un nouvel ensemble de 19 objectifs RSE à l'horizon 2030.

Les engagements et les politiques RSE sont systématiquement validés par le Comité Exécutif (Comex) du Groupe et le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD). Ces engagements témoignent de l'engagement de l'entreprise dans la transition énergétique et reflètent d'une part le respect par l'entreprise de ses obligations légales et règlementaires dans les différents domaines de la RSE mais également sa volonté de contribuer positivement, d'anticiper et de maîtriser du mieux possible les impacts de ses activités sur sa sphère d'influence. Les engagements et les politiques RSE visent ainsi à créer de la 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 exigences 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 neuf 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. Ces objectifs ont été révisés en 2022 et sont désormais au nombre de 21 objectifs, les deux objectifs supplémentaires étant liés à la certification SBTi *well below* 2°C obtenu en février 2023.

Ces 21 objectifs se répartissent en 17 objectifs suivis par le CEEDD et quatre autres objectifs opérationnels.

Parmi les 17 objectifs suivis par le CEEDD, huit objectifs clés font l'objet d'une publication ci-dessous sur trois ans. Leurs résultats 2021 et 2022 sont présentés hors EQUANS alors que les résultats 2020 comprennent encore EQUANS.

Inspirés par la raison d'être du Groupe, tous 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.

Thèmes	Indicateurs	Cibles 2030	Résultats 2022	Résultats 2021	Résultats 2020
CO_2 Production Énergie	Émissions de GES (scopes 1 et 3) pour la production d'énergie (en Mt CO_2éq.) conformes aux engagements SBT (1)	43	60	65	68
CO_2 Ventes Gaz	Émissions de GES liées à l'usage des produits vendus (en Mt CO_2éq.) conformes aux engagements SBT (1)	52	61	65	62
Renouvelables	% d'énergie renouvelable dans le mix des capacités de production d'électricité conforme aux engagements SBT (1)	58%	38%	34%	31%
Décarbonation de nos clients	Émissions de GES des clients évitées par les offres et produits d'ENGIE (en Mt CO_2 éq.)	45	28	27	21
Décarbonation de nos fournisseurs	% des top 250 fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés sur l'initiative SBT (1)	100%	23%	20%	15%
Santé-sécurité	Taux de fréquence total des accidents de travail avec arrêt	≤ 2,3	2,0	2,5	2,7
Mixité	% de femmes dans le management du Groupe	[40-60%]	29,9%	28,9%	24,1%
Équité F/H	Equité salariale femmes/hommes	< 2%	1,73%	-	-

(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 2022 (60 Mt CO_2 éq.) sont en forte diminution par rapport à 2021 (65 Mt CO_2 éq.). Elles se décomposent en 28 Mt pour les émissions des actifs contrôlés (scope 1) et 32 Mt pour celles des actifs mis en équivalence (scope 3). Le plein effet de la sortie de l'actif charbon Jorge Lacerda au Brésil est pris en compte en 2022.

Les émissions de GES liés à l'usage des produits vendus (scope 3) s'élèvent à 61 Mt CO_2 éq., en diminution par rapport à 2021 (65 Mt CO_2 éq.) du fait de la diminution des ventes de gaz en raison d'un climat plus chaud en 2022 qu'en 2021.

La part des capacités renouvelables du Groupe s'établit à 38% en amélioration par rapport à 2021 (34%) du fait de la stratégie de développement des capacités renouvelables qui ont augmenté de +4 GW en 2022. Cette progression est conforme aux engagements publics du Groupe en matière de nouvelles capacités renouvelables.

Les émissions de CO_2 évitées pour les clients grâce aux offres et services du Groupe en 2022 (28 Mt CO_2 éq. évitées) sont en augmentation par rapport à 2021 (27 Mt CO_2 éq). Cette augmentation est portée par la hausse des achats/reventes d'énergie verte et par la hausse de la production d'énergie issue des infrastructures décentralisées (installations sur site ou réseau de chaleur ou de froid).

Le taux de décarbonation des top 250 fournisseurs préférentiels atteint 23% en 2021 en progression par rapport à 2021. Cette amélioration résulte du plan d'actions mis en place sur ces fournisseurs préférentiels pour les inciter à s'engager dans une démarche d'alignement ou de certification SBT. Le Groupe continue également à accompagner l'ensemble de ses fournisseurs préférentiels dans leur chemin de décarbonation au-delà des top 250 fournisseurs préférentiels.

Le taux de fréquence total des accidents de travail avec arrêt (incluant les sous-traitants sur sites à accès contrôlé) atteint 2,0 en amélioration par rapport à 2021 (2,5 hors EQUANS). Pour mémoire, la sortie d'EQUANS en 2022 a conduit le Groupe à adopter un objectif plus ambitieux pour 2030 à 2,3 (2,9 précédemment).

Le taux de femmes dans le management s'établit à 29,9%, en progression de 1 point par rapport à 2021 (28,9% hors EQUANS). Cette amélioration résulte de la poursuite des 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'indicateur d'équité femmes/hommes, qui était précédemment l'index EgaPro, a été remplacé en 2022 par l'indicateur d'équité salariale qui mesure l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes. La cible 2030 est fixée à un écart maximal de 2% au niveau Groupe. Cet indicateur s'inscrit dans la continuité de l'index EgaPro et traduit une ambition renforcée en passant à un indicateur international plus lisible. Le résultat 2022 s'élève à 1,73% et dépasse les prévisions. Il est porté par les résultats en France (40% de l'effectif du Groupe). Compte tenu de la mise en place du suivi de cet indicateur en 2022, la cible 2030 pourra faire l'objet d'une révision en 2023.

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 2022 par l'agence de notation S&P Global avec la note de 81/100 inchangée par rapport à 2021. Le Groupe confirme son appartenance à l'indice *Dow Jones Sustainability Index* (DJSI) *World*.

Le Groupe a été évalué A1 avec la note de 70/100 en 2022 par l'agence de notation Moody's ESG (ex VE-VigeoEiris) en progression de 2 points par rapport à 2021. Avec cette note, le Groupe est présent dans les quatre indices liés à cette notation à savoir Euronext VigeoEiris World 120, Europe 120, Euro 120 et France 20.

En 2022, l'agence de notation Sustainalytics a évalué le risque RSE du Groupe comme médium, comme en 2021 avec une note de 29,2 (légère dégradation vs 28,5 en 2021).

L'agence de notation MSCI a amélioré la note du Groupe en 2022 désormais noté AA ainsi que son scoring qui atteint 6,5/10 le référençant dans ses indices MSCI EMU ESG et Europe ESG.

L'agence de notation ECOVADIS a évalué le Groupe en 2021 avec la note de 77/100.

Enfin comme chaque année, ENGIE répond également au questionnaire Climat du CDP (ex-*Carbon Disclosure Project*). En 2022, 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. En matière de protection de la ressource en eau, le Groupe a reçu la note B suite à sa réponse au questionnaire CDP Eau. Enfin le Groupe a obtenu la note B consacrant ses efforts en matière de gestion durable de la ressource bois suite à sa réponse au questionnaire CDP Forêts.

En conclusion, le Groupe affiche une amélioration sur le panel des 5 agences prises comme référence (S&P Global, Moody's ESG, MSCI, Sustainalytics et CDP Climat) et globalement de très bonnes notations RSE avec des performances bien supérieures aux moyennes des secteurs de notation de ces 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, Solutions énergétiques, Production flexible et fourniture d'énergie, ainsi que deux entités opérationnelles, Nucléaire et *Global Energy Management and Sales* (GEMS).

Crise énergétique en Europe: contexte extraordinaire et évolutions réglementaires

Le Groupe dans la crise

Le conflit russo-ukrainien qui a débuté en février 2022 est une crise humaine et économique d'une ampleur sans précédent en Europe depuis la Seconde Guerre mondiale. Il a par ailleurs alimenté une crise énergétique liée à la combinaison d'une réduction de l'approvisionnement russe en gaz depuis la fin 2021, d'une hydraulicité faible début 2022 et, en France, d'une disponibilité réduite du parc nucléaire français.

Dès le début de la crise, ENGIE s'est organisé pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Europe et soutenir le pouvoir d'achat de ses clients.

Le Groupe a diversifié ses sources d'approvisionnement en gaz, notamment en augmentant ses importations de GNL en provenance d'autres producteurs, comme la Norvège et les Etats-Unis. Pour cela, il a exploité au maximum ses infrastructures gazières, que ce soit le transport, la distribution, les terminaux d'importation ou le stockage, qui a joué un rôle très important. Les volumes de gaz ont augmenté de manière significative et ENGIE a changé la direction des flux de gaz au sein même de l'Europe : GRTgaz a transporté du gaz de la France vers l'Allemagne. Les terminaux méthaniers ont fonctionné à des niveaux record, en France, et ELENGY a atteint sa capacité maximale – le niveau des stockages du Groupe était à 100 % au début de l'hiver.

ENGIE a par ailleurs soutenu le pouvoir d'achat de ses clients, particuliers et entreprises, par différentes mesures. En France, il a par exemple mis en place une aide supplémentaires pour ses clients aux revenus les plus faibles et créé un fonds de soutien de 60 millions d'euros pour les PME en difficulté. En Belgique et en Roumanie, ENGIE soutient respectivement la mise en place des tarifs sociaux et d'un mécanisme de plafonnement des prix. Le Groupe s'emploie aussi, aux côtés des autorités locales, à fournir un soutien par le biais des facilités de paiement.

ENGIE est également mobilisé auprès de ses clients pour améliorer leur efficacité énergétique, et ainsi réduire leurs factures d'énergie et leur permettre d'atteindre leurs objectifs de décarbonation.

En parallèle, le Groupe a poursuivi sa feuille de route dans l'accélération des énergies renouvelables.

Evolutions réglementaires

La réduction des exportations russes de pétrole et de gaz a créé une volatilité sans précédent des prix du gaz, mais aussi de l'électricité, compte tenu du rôle des centrales à gaz dans la production marginale d'électricité, volatilité qui a été exacerbée par des facteurs propres à la disponibilité des moyens de production d'électricité en 2022. Cet impact sur le coût de l'énergie a accéléré les discussions sur la conception des marchés de l'énergie et la sécurité énergétique en Europe.

L'augmentation actuelle des prix de gros de l'énergie en Europe a incité les gouvernements à mettre en place des mesures visant à protéger les consommateurs de l'impact direct de la hausse des prix. Différentes séries de mesures ont été adoptées par les États européens: certains pays ont mis en place des taxes sur les bénéfices exceptionnels (France, Belgique, Italie, Roumanie, Espagne et Royaume-Uni notamment), la plupart ont déployé des mesures visant à réduire la TVA sur l'énergie et soutenir les acteurs les plus vulnérables (paiements uniques, primes sociales).

La Commission européenne a pris des mesures destinées à assurer la sécurité d'approvisionnement, notamment en fixant des objectifs de remplissage des stocks de gaz.

S'agissant des prix, le Conseil de l'Union Européenne a adopté le Règlement (UE) 2022/1854 du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie.

Ce Règlement comprend l'application d'un plafonnement des recettes issues de la production d'électricité au moyen de technologies inframarginales. Il doit être mis en œuvre dans tous les États membres du 1er décembre 2022 au 30 juin 2023. Les États membres ont transcrit ce Règlement, et mis en place une fiscalité exceptionnelle, avec des divergences conséquentes entre Etats membres et par rapport au mécanisme de l'UE, notamment en termes de durée, de champ d'application, de montant du plafond et de mode de calcul des recettes- certains par ailleurs gardant des mécanismes de taxation d'assiette tout autre.

Les principaux impacts pour ENGIE devraient se produire en Belgique, en France et en Italie (en plus de la contribution extraordinaire déjà existante promulguée avant l'adoption du règlement de l'UE).

Ainsi, en **France**, la loi de finances pour 2023 prévoit un plafonnement des recettes issues de la production d'électricité au moyen de technologies inframarginales mais également d'unités de production à gaz (CCGT) sur une période de 18 mois, allant du 1er juillet 2022 au 31 décembre 2023. Le montant du plafond varie en euro/MWh (augmenté des coûts des combustibles et du CO_2) selon la technologie de production d'électricité utilisée. Les recettes excédentaires sont taxées au taux de 90%.

En France, le Groupe ENGIE est ainsi impacté au titre de ses droits de tirage sur deux centrales nucléaires d'EDF (Chooz B et Tricastin, 1,2 GW, soit environ 9 TWh de production annuelle en considérant un taux de disponibilité de 85%) soumis à un plafond de 90 euros/MWh, au titre de ses centrales de cogénération soumises à un plafond de 110 euros/MWh ou de 60 euros/MWh, et au titre de ses centrales à gaz (capacité de 1,4 GW) soumises à un plafond de 40 euros/MWh.

Les actifs renouvelables seront moins impactés en raison soit de redevances existantes pour les centrales hydroélectriques ("redevance hydraulique"), soit de l'application d'un mécanisme de prix réglementé (pour l'éolien et le solaire par exemple).

En **Belgique**, le plafonnement des recettes issues de la production d'électricité au moyen de technologies inframarginales est mis en œuvre de manière rétroactive, du 1er août 2022 au 30 juin 2023, à un niveau variant selon la technologie de production de l'électricité. Une éventuelle prolongation de cette période sera analysée en avril prochain. Les actifs nucléaires d'ENGIE, détenus et exploités par sa filiale Electrabel, entrent dans le champ d'application de cette mesure : les recettes normatives calculées, comme pour les taxes nucléaires existantes, dépassant 130 euros/MWh sont soumises à ce nouveau prélèvement, mais avec un mécanisme limitant une éventuelle double imposition avec les taxes nucléaires existantes.

En **Italie**, le gouvernement a déjà promulgué une "contribution extraordinaire de solidarité" pour les sociétés du secteur de l'énergie. Cette dernière est calculée sur une variation d'assiette imposable à la TVA entre octobre 2021 et avril 2022, par rapport à la même durée un an plus tôt, à un taux de 25%. ENGIE a été significativement et négativement impacté par un paiement de 309 millions d'euros, comptabilisé dans ses comptes à fin juin, calculés sur la base d'une contribution mal conçue et non représentative des profits excédentaires de la période. En outre, dans la loi de finances pour 2023, le gouvernement italien a introduit une taxe temporaire de solidarité supplémentaire.

ENGIE se réserve la possibilité de contester les taxes qui, selon son avis, ne respecteraient pas le cadre légal existant et introduiraient une discrimination injustifiée entre opérateurs ou technologies, notamment en Belgique et en Italie.

1.6.1 GBU RENOUVELABLES

Chiffres clés

	Au 31 déc. 2022	Au 31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	6 216	3 653	+70,1%
EBIT *(en millions d'euros)*	1 627	1 191	+36,6%
Capacités installées *(GW@100%)*	38	34	+11%

1.6.1.1 Missions, organisation et stratégie

Missions

La mission de la GBU Renouvelables est de développer, construire, financer, exploiter et maintenir des actifs de production d'électricité renouvelable en ligne avec la raison d'être d'ENGIE : agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. Pour ce faire, la GBU concentre son expertise industrielle, financière et de gestion de l'énergie sur cinq technologies principales :

- l'hydroélectricité ;
- le solaire photovoltaïque ;
- l'éolien terrestre ;
- l'éolien en mer, et,
- le stockage par batteries associé à un actif renouvelable.

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) ; trois départements de support opérationnel : *Business Developement* ; Performance opérationnelle ; Ingénierie et projets ; appuyée par trois fonctions support : Juridique et éthique ; Finance et stratégie ; Ressources humaines, communication et RSE. Les activités d'éolien en mer d'ENGIE sont gérées exclusivement par Ocean Winds, une *joint-venture* avec EDP Renovàveis, et sont coordonnées par la région Europe.

La GBU déploie une stratégie de développement industriel solide basée sur les axes suivants :

- être 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 42 GW supplémentaires sur la période 2023-2030. La grande majorité des investissements futurs 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, notamment par la création d'une plateforme industrielle mondiale, permettant de bénéficier d'économies d'échelle dans les domaines de l'ingénierie, l'approvisionnement et 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 1er producteur d'énergie éolienne terrestre et solaire photovoltaïque centralisée(1), et occupe également 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 contribue à l'émergence des appels d'offres d'entreprise (*corporate* PPA). Elle développe actuellement le plus grand projet d'énergie solaire photovoltaïque et de stockage par batterie en Europe continentale (projet Horizeo de 1 GW) pour soutenir ce marché en croissance. En 2022, ENGIE a mis en service près de 350 MW de nouvelles capacités photovoltaïques et éoliennes en France, a fait l'acquisition, auprès d'Ostwind, de 174 MW d'actifs éoliens opérationnels.

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 près de 540 employés, qui exploite une capacité installée de 3 595 MW (2 344 MW d'énergie éolienne terrestre et 1 249 MW d'énergie solaire et 3 MW de batteries) ;
- SHEM (Société Hydro-Électrique du Midi, détenue à 100% par ENGIE), basée à proximité de Toulouse : 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 est le premier actionnaire avec une participation de 49,97%), spécialisée dans la production d'énergie hydroélectrique basée à Lyon, avec une capacité installée de 3 106 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 877 MW fin 2022.

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 (CRE) prévoit de nouvelles dispositions, relatives notamment au bilan carbone et à l'appropriation sociale des actifs renouvelables.

La loi de finances pour 2021 a prévu la possibilité d'une renégociation des mécanismes de soutien public pour les installations photovoltaïques. La renégociation de ces mécanismes est toujours en cours, sur la base d'une réglementation d'octobre 2021, et devrait durer jusqu'au début de 2023 : la réduction finale du prix sera décidée par la CRE et les ministres français chargés de l'énergie et du budget à la fin du processus de sauvegarde.

L'impact financier a été atténué par l'activation d'une clause de sauvegarde qui permet de revoir la viabilité économique des actifs concernés.

Le conflit entre la Russie et l'Ukraine et la crise énergétique qui en a résulté ont par ailleurs conduit à plusieurs changements réglementaires pour soutenir le développement des énergies renouvelables :

- une période de vente de 18 mois au prix du marché pour les projets d'énergies renouvelables avant d'activer le contrat pour la différence (CfD) ;
- une possibilité d'augmenter la capacité maximale des installations de 140% ;
- une indexation du futur CfD prenant en compte les prix élevés actuels.

Enfin, la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelable a été adoptée en Janvier 2023. La loi entend faciliter l'installation d'énergies renouvelables pour permettre de rattraper le retard pris dans ce domaine.

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 2022 en Europe (hors France), le Groupe exploite 1,9 GW d'énergie hydroélectrique (principalement dans la péninsule ibérique), 3,5 GW d'éolien terrestre (principalement en Espagne, au Portugal et en Belgique), et 0,3 GW de solaire photovoltaïque (principalement en Espagne et en Italie). En 2022, ENGIE a mis en service près de 185 MW de capacités renouvelables en Europe (hors France et Ocean Winds), principalement en Italie, en Belgique et en Espagne. Le Groupe a également finalisé le rachat avec Crédit Agricole Assurances d'Eolia Renovables, l'un des plus grands producteurs d'énergie renouvelable en Espagne, avec 899 MW d'actifs opérationnels et 1.2 GW de projets en développement.

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 1,7 GW 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 3,5 GW d'actifs éolien terrestre fin 2022, principalement en **Espagne** (1,4 GW), en **Belgique** (545 MW, position de numéro un), au **Portugal** (489 MW, via TrustWind, une *joint-venture* à 50-50 avec Marubeni), en **Italie** (338 MW), en **Norvège** (208 MW), en **Allemagne** (165 MW), en **Pologne** (138 MW) et en **Roumanie** (98 MW).

Le Groupe possède également 324 MW d'actifs solaires photovoltaïques, principalement en **Espagne** (124 MW), en **Italie** (96 MW), aux **Pays-Bas** (41 MW), en **Pologne** (40 MW), en **Roumanie** et au **Royaume-Uni**.

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 2022, la joint-venture exploite 1 464 MW, dont Moray East (952 MW au Royaume-Uni), mis en service cette année, Seamade (487 MW en Belgique) et WindFloat Atlantic (25 MW au Portugal). La *joint-venture* compte de nombreux projets en développement dont 8 GW de volumes sécurisés aux enchères cette année aux Etats-Unis et en Ecosse.

(1) *Source BNEF*

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 de *corporate PPA*. En 2022, le Groupe a ainsi signé 409 MW de *corporate PPA* aux États-Unis.

Fin 2022, le portefeuille d'actifs en exploitation d'ENGIE était composé de 3,6 GW d'éolien terrestre (2,9 GW aux États-Unis, et 0,7 GW au Canada) et de 1 GW de solaire aux États-Unis. La grande majorité de ce portefeuille opérationnel se situe sur cinq marchés : ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*), SPP (*Southwest Power Pool*), PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland) et MISO (*Midcontinent Independent System Operator*) aux États-Unis et dans l'Ontario au Canada. En 2022, ENGIE a mis en service 760 MW (408 MW d'éolien, 352 MW de solaire), et a racheté 12 GW de projets solaires et batteries en développement.

Évolutions réglementaires

La loi sur la réduction de l'inflation (*Inflation Reduction Act, IRA*) adoptée aux États-Unis le 16 août dernier, génère un potentiel d'investissement estimé à 370 milliards de dollars américains (350 milliards d'euros) dans les énergies renouvelables au cours des dix prochaines années. L'IRA prévoit des crédits d'impôt fédéraux afin d'inciter à investir dans des technologies d'énergie renouvelable et à lutter contre le changement climatique par la séquestration du carbone, la production de carburants renouvelables et l'installation de moyens de production d'équipement d'énergie renouvelable. La série de mesures comprend plus de 60 milliards de dollars américains (57 milliards d'euros) pour soutenir la "fabrication d'énergie propre sur le littoral des États-Unis". Cette loi devrait doubler le rythme de croissance du développement des énergies renouvelables.

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 12,1 GW d'hydroélectricité (principalement au Brésil), 1,9 GW d'éolien terrestre et 1,4 GW d'énergie solaire photovoltaïque. En 2022, 308 MW de nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable ont été mises en services par le Groupe en Amérique du Sud, principalement au Chili.

Au **Brésil**, ENGIE exploite 11,8 GW d'hydroélectricité, 1,3 GW d'éolien terrestre 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 a renforcé sa présence dans l'État Rio Grande do Norte, où il exploite un actif de production photovoltaïque depuis 2017, avec le développement dans la municipalité d'Assú d'un portefeuille de projets d'environ 0.8 GW.

Au **Chili**, par le biais de sa filiale détenue à 60% ENGIE Energia Chile (EECL), ENGIE compte 783 MW de capacité renouvelable, dont 45 MW de production hydroélectrique, 438 MW de solaire photovoltaïque 300 MW d'éolien terrestre. En 2022, ENGIE a mis en service 232 MW de projets solaires et a acquis, dans la province de Chiloe, 101 MW d'actifs éoliens opérationnels aux côtés de 151 MW de projets éoliens en développement.

Au **Mexique**, le Groupe exploite 874 MW (698 MW de solaire photovoltaïque, 145 MW d'éolien terrestre et 31 MW de batteries).

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).

1.6.1.5 Activités en Asie, Moyen-Orient et Afrique

ENGIE exploite 2,3 GW de capacités dans la région, dont 1,2 GW d'énergie solaire PV et 1,1 GW d'énergie éolienne terrestre.

En **Inde**, ENGIE détient un portefeuille d'environ 1.1 GW en capacité d'énergie renouvelable, dont 806 MW en énergie solaire photovoltaïque et 268 MW d'éolien terrestre. En 2022, le Groupe a sécurisé 400 MW de nouveaux projets solaires dans le cadre d'un appel d'offres organisé par l'État du Gujarat.

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, 94 MW) et en **Mongolie** (55 MW). En 2022, le Group a accéléré son développement en Egypte avec la mise en construction d'un parc éolien de 500 MW et la signature d'un protocole d'accord pour développer un projet éolien de 3 GW.

ENGIE exploite également des actifs solaires en **Afrique du Sud**, dont 200 MW de solaire concentré et 18 MW de photovoltaïque, au **Sénégal** (Kahone, 60 MW d'énergie solaire photovoltaïque) et plus récemment en **Malaisie** avec la mise en service d'un parc de 100 MW.

1.6.2 GBU INFRASTRUCTURES

Chiffres clés

	Au 31 déc. 2022	Au 31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	6 961	6 700	+3,9%
EBIT *(en millions d'euros)*	2 371	2 314	+2,5%
Longueur des réseaux de distribution de gaz *(en km)*	255 394	267 594	-4,6%
Longueur des réseaux de transport de gaz *(en km)*	39 504	39 360	+0,4%
Longueur des réseaux de transport d'électricité *(en km)*	4 882	3 394	+43,8%

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. ENGIE est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe. Ces infrastructures et leur décarbonation sont un enjeu central de la transition énergétique. Le gaz naturel, relayé par le biométhane ou le méthane de synthèse 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.

La stratégie poursuivie peut se résumer en cinq points :

- mener les actions et projets nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en Europe ;
- maximiser la valeur des infrastructures ;
- rééquilibrer le portefeuille, historiquement construit autour des infrastructures gazières en France, vers l'international et l'électricité ;
- promouvoir la production de biométhane et plus largement de gaz bas carbone, 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 ;
- réduire ou compenser les émissions de CO_2 et de méthane ;
- veiller à la sécurité et à la santé des personnes.

Marché et environnement concurrentiel

Du fait de la nature des actifs de transport et distribution et du caractère régulé de leurs marchés, il n'y a pas ou peu de concurrence entre les différents acteurs. En Europe, principal marché d'ENGIE, les principaux gestionnaires de réseaux sont EDF, National Grid, Enel et E.ON avec une exposition majoritairement aux réseaux d'électricité.

Le modèle d'affaires est presque intégralement régulé (incertitude quant au modèle qui sera retenu pour les développements d'infrastructures à l'hydrogène); un régulateur national indépendant établissant un mode de rémunération des réseaux avec des formules dont les paramètres sont revus tous les quatre ou cinq ans généralement.

Le marché du biométhane reste local et fragmenté avec un grand nombre d'acteurs (développeurs locaux, entreprises spécialisées dans la productions de biométhane, entreprises de l'industrie pétrolière et gazière, *Utilities)*. Parmi eux, des *leaders* sont en train d'émerger mais ils construisent leur développement sur des marchés locaux *Archaea Energy* aux USA, *Malucelli* au Brésil, *SGN* au Royaume Uni.

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 (201 000 km de réseaux) et 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. Son projet d'entreprise comprend trois orientations : (i) viser l'excellence opérationnelle dans l'exercice de ses métiers ; (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. En 2022, un nouveau modèle de contrat de concession a été adopté par la FNCCR, France Urbaine et GRDF. Il entérine plusieurs grandes évolutions : au-delà des enjeux liés à la sécurité et à la modernisation du réseau, il met l'accent sur une adaptation accrue aux enjeux du territoire au service de la transition énergétique locale ; un pilotage et un contrôle précis des décisions d'investissement (le SDI/PPI) ; la mise en place d'indicateurs de qualité de service, avec des pénalités pour GRDF en cas de non-réalisation des engagements. Plus d'une centaine de nouveaux contrats ont été signés avec de grandes villes, métropoles ou syndicats d'énergies sur la base de ce nouveau modèle. Ces contrats de longue durée - jusqu'à 30 ans - témoignent de la valeur reconnue par les collectivités du réseau gazier dans la transition énergétique à long terme.

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

(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.

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.

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. Le tarif en vigueur actuellement dit "ATRD6" s'applique depuis le 1er juillet 2020 pour une durée de quatre ans, sur la zone de desserte exclusive de GRDF. Il prend 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, deux grands projets industriels dont le déploiement se déroule selon les attendus.

En 2022, plus de 10 millions de compteurs communicants ont été posés. Le projet de conversion du gaz à bas pouvoir calorifique dit gaz "B", originaire principalement des Pays-Bas, au gaz à haut pouvoir calorifique majoritairement répandu en France, s'est par ailleurs poursuivi avec succès en 2022. Au-delà de l'importante dynamique d'intégration du biométhane dans les réseaux, GRDF a également déployé son programme de R&D pour préparer l'intégration dans le réseau des nouveaux gaz renouvelables (hydrogène par mélange, méthanation ou réseaux dédiés ; pyro-gazéification ; gazéification hydrothermale).

La Commission de régulation de l'énergie a porté à 4,10% – réel avant impôts – le taux de rémunération de la base d'actif régulé de GRDF pour 2020-2023. La CRE décide une fois par an des évolutions de tarif nécessaire pour l'adapter justement au contexte. Après une légère baisse de -0,4% au 1er juillet 2020, le tarif a augmenté de 0,7% au 1er juillet 2021 et a baissé de 0,81% depuis le 1er juillet 2022.

1.6.2.2.2 GRTgaz

GRTgaz est une filiale indépendante d'ENGIE, détenue par ENGIE, SIG et ses salariés à hauteur respectivement de 60,8%, 38,6% et 0,6% 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, producteurs de biométhane et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). GRTgaz opère son réseau de façon sécurisée et optimisée et commercialise des services de transport aux utilisateurs du réseau ; il assure des missions de service public pour garantir la continuité d'alimentation des consommateurs, et permettre une meilleure intégration des marchés européens du gaz.

GRTgaz avec ses filiales Elengy, opérateur de trois terminaux méthaniers en France et GRTgaz Deutschland, opérateur du réseau de transport MEGAL en Allemagne, joue un rôle clé sur la scène européenne des infrastructures gazières.

L'activité de GRTgaz en France est largement encadrée : tout d'abord, comme le prévoit le Code de l'énergie, la construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel sont soumises à une autorisation nominative et incessible délivrée par l'autorité administrative. En outre, les activités de GRTgaz s'exercent dans un cadre général visant à garantir l'indépendance du gestionnaire de réseau vis-à-vis des activités de production et de fourniture de gaz naturel, cadre formalisé par une certification délivrée par la CRE dans sa délibération du 26 janvier 2012, renouvelée le 6 juillet 2017.

Enfin, l'activité commerciale de GRTgaz s'exerce dans un cadre régulé qui garantit une relative stabilité des revenus de l'entreprise, ceux-ci provenant essentiellement de la vente de capacités de transport annuelles et pluriannuelles à un tarif fixé par la CRE de façon à couvrir ses charges et à assurer une rentabilité fixée du capital investi. Ainsi, par délibération du 20 janvier 2020, la 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 2022 (ATRT7) s'établit à -0,33% sur le réseau principal et -0,68% sur le réseau régional (délibération de la CRE du 16 décembre 2021) par rapport au tarif s'appliquant depuis le 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.

GRTgaz, acteur de la transition énergétique, investit dans des solutions innovantes pour favoriser le développement, l'injection dans les réseaux et les usages des gaz renouvelables et bas carbone (biométhane et hydrogène), contribuant ainsi à l'atteinte de la neutralité carbone.

GRTgaz contribue à l'émergence du vecteur énergétique hydrogène en développement des projets d'infrastructure de transport d'hydrogène au niveau des bassins de production et de consommation d'hydrogène les plus dynamiques : Dunkerque (projet Dhune), Sarre (projet MosaHyc), Alsace (projet Rhyn), Marseille, etc.

L'année 2022 a été marquée par la forte diminution des imports de gaz russe en Europe, qui a entraîné une augmentation importante des importations de GNL en compensation. Les flux qui provenaient auparavant des pays situés à l'Est de la France ont fortement diminué, voire se sont inversés, la France devenant par moment exportatrice de gaz vers l'Est, notamment vers l'Allemagne.

Cette évolution a été permise par le réseau de GRTgaz, renforcé significativement ces 10 dernières années, et par l'optimisation de son utilisation, qui a autorisé l'accroissement de l'injection de gaz en provenance des terminaux méthaniers sur le réseau, et les exportations en sortie vers l'Allemagne. GRTgaz a en outre lancé des travaux pour raccorder un FSRU (terminal méthanier flottant) au Havre en un an. En complément, la production de biométhane a continué de s'accroître, atteignant une capacité d'injection de 8,4 TWh/an au 3ème trimestre 2022. Ces évolutions renforcent la sécurité d'approvisionnement et la solidarité gazière européenne.

L'année 2022 est également marquée par une baisse des consommations de gaz en France, notamment dans l'industrie (du fait des prix élevés du gaz), et dans le résidentiel (du fait de températures plus élevées que les températures de référence, limitant les besoins de chauffage). Les recettes de GRTgaz étant constituées essentiellement de ventes de capacités de transport, elles sont peu sensibles aux variations de court terme des volumes effectivement consommés en France.

Enfin, l'année 2022 a été marquée par le lancement d'un projet d'hydrogénoduc européen. Dans le cadre du sommet UE-Méditerranée qui se tenait à Alicante le 9 décembre 2022, le Président de la République Emmanuel Macron et ses homologues espagnol, Pedro Sanchez, et portugais, Antonio Costa, ainsi que la présidente de la Commission européenne Ursula von der Leyen, ont annoncé le lancement du projet H2Med (ex BarMar), un projet de pipeline destiné au transport d'hydrogène renouvelable de la péninsule ibérique vers la France et le reste de l'Europe. Outre un pipeline sous-marin entre l'Espagne et la France, ce projet comprendra une interconnexion entre la ville espagnole de Zamora (nord-ouest) et la ville portugaise de Celorico da Beira (nord-est). Avec l'adhésion de l'Allemagne annoncé le 22 janvier 2023 par le chancelier Olaf Scholz, l'hydrogénoduc sera finalement étendu jusqu'en Allemagne. H2MED. pourra acheminer chaque année deux millions de tonnes d'hydrogène, soit 10% des besoins estimés en hydrogène de l'Union européenne. Le projet est

estimé à 2,5 milliards d'euro et sera opérationnel en 2030. Dans ce cadre, GRTgaz a signé un protocole d'accord (Memorundum of Understanding) avec le gestionnaire du réseau de transport de gaz espagnol Enagás, le gestionnaire de réseaux de transport de gaz français Teréga et le gestionnaire du réseau de transport de gaz portugais REN. Cet accord formalise l'engagement de ces opérateurs à collaborer de manière coordonnée au développement conjoint de H2MED.

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 2022, les installations exploitées par Elengy ont une capacité de regazéification totale de 21,5 milliards de m^3 (Gm^3) de gaz par an.

L'année 2022 a été marquée par une activité record avec 20 milliards de m^3 effectivement déchargés sur les terminaux d'Elengy.

Depuis le début de la crise, les terminaux méthaniers français sont exploités au maximum de leurs capacités et une procédure commerciale spécifique de souscription de capacités supplémentaires a été menée sur le terminal de Fos-Cavaou : +11 TWh en 2022, +13 TWh en 2023 et +30 TWh en 2024. Cette vente a été rendue possible grâce au dégoulottage technique et réglementaire du terminal. Des investissements pourraient permettre d'augmenter les capacités de regazéification de nos terminaux.

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.

Installations

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 par 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 dorénavant une capacité de regazéification de 10 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.

Des travaux sont en cours pour augmenter la capacité de chargement de citernes sur les terminaux de Montoir et Fos Cavaou.

Évolutions réglementaires

Les terminaux méthaniers sont accessibles à tous les fournisseurs de GNL. L'accès à la regazéification est régulé. Le tarif en cours, dit tarif "ATTM6", a été fixé par la délibération de la CRE du 6 janvier 2021 et s'applique depuis le 1er avril 2021.

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

Un nouvel arrêté préfectoral de mars 2022 autorise une optimisation des prélèvements d'eau du terminal de Fos Cavaou et permet de l'exploiter dorénavant avec une capacité commerciale augmentée à 10 Gm^3/an.

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).

Après une mise en exploitation réduite en 2012, Storengy a redémarré le site de Trois-Fontaines-l'Abbaye en janvier 2023. Le redémarrage des installations déjà existantes permettra le soutirage d'une partie du gaz encore présent dans le réservoir du site de stockage. Les recettes issues de la vente de ce gaz contribueront au démantèlement ou à la reconversion du site à l'issue de son exploitation, dans une dizaine d'années. Ce redémarrage s'intègre dans un projet global de réhabilitation complète du site en concertation avec les acteurs locaux (administration, pouvoirs publics, collectivités, associations, riverains). La première étape, qui débutera en 2023, pour une dizaine d'années, permettra de soutirer une partie du gaz naturel encore présent dans le sous-sol, soit environ 8 TWh, l'équivalent de la consommation de la communauté d'agglomération Saint-Dizier, Der & Blaise pendant 20 ans.

En **Allemagne,** Storengy Deutschland GmbH, détient et exploite six stockages (1,7 milliard de m3 ; trois sites salins et trois sites déplétés), et opère un septième stockage pour compte de tiers.

Au **Royaume-Uni,** Storengy UK Ltd, exploite le stockage en cavités salines de Stublach (400 millions de m3). Avec ses 20 cavités, ce stockage est le plus grand en activité au Royaume-Uni (le stockage de Rough, plus grand stockage de gaz au Royaume-Uni, étant toujours en attente de réouverture en réponse aux problématiques de sécurité d'approvisionnement liées à la crise russo-ukrainienne).

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. A ce titre, Storengy développe les projets HyPSTER (1 MW d'électrolyse et 3t – jusqu'à 44t – de stockage H2 à horizon 2026) sur son site d'Etrez et GeoH2 (2000t de stockage H2 à horizon 2027) sur son site de Manosque. D'autres projets sont à l'étude sur les sites anglais et allemands de Storengy, deux marchés avec des ambitions importantes sur le développement de l'hydrogène et des infrastructures associées.

Production 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 (26 unités en exploitation – 549 GWh/an, 10 sites en construction). Le développement de cette activité se fait notamment 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.

D'autres projets de méthanisation sont à différents stades de développement dans d'autres pays européens (Royaume-Uni, Allemagne, Pays Bas, Belgique, Pologne).

Storengy se positionne également sur la production de méthane de synthèse via la méthanation au travers du projet pilote Méthycentre, en cours de construction et qui entrera en

service au 1er trimestre 2023, mais également de projets commerciaux (Pau Lescar, dans le cadre d'un groupement mené par SUEZ).

En plus des projets de stockage d'hydrogène, Storengy s'engage enfin dans le développement du marché de la production d'H2 naturel afin de développer un approvisionnement en H2 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 a lancé en 2022 une campagne de mesure d'émissions d'H2 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 a développé, au cours des années passées, plusieurs projets de réseaux de chaleur et de froid à l'échelle des villes et des territoires en France. Néanmoins, suite à une réorientation stratégique de ses activités, Storengy a cessé en 2022 de développer de nouvelles capacités de production par géothermie, ces développements étant menés par d'autres entités du Groupe.

En Allemagne, Storengy est actionnaire à 100% du bureau d'ingénierie geoEnergieKonzept, spécialisé sur la géothermie faible profondeur. La société travaille en prestation de service pour le compte d'autres entités du Groupe en Allemagne ainsi que pour des clients externes.

Évolutions règlementaires

Stockage

Le règlement stockage adopté par le Conseil européen le 27 juin 2022 vise principalement à s'assurer que les stockages de gaz seront à des niveaux de remplissage importants en Europe avant le 1er novembre (80% pour l'hiver 2022-2023, 90% pour les hivers suivants).

Au niveau national, la loi pouvoir d'achat du 6 août 2022 – dans son Titre 3 souveraineté énergétique – confie aux opérateurs de stockages la mission de constituer des stocks dits de sécurité pour atteindre l'objectif minimum de remplissage à atteindre avant le début de l'hiver, tel que fixé par le Ministre chargé de l'énergie.

Cette nouvelle réglementation renforce la réglementation sur le stockage en vigueur en France depuis 2018 qui impose notamment aux fournisseurs détenteurs de capacités de stockage de les remplir a minima à 85%.

Biométhane

Deux arrêtés publiés en septembre 2022 cherchent à accroître la production de biométhane en France :

- le premier amène une évolution du tarif d'achat du biométhane injecté, en l'indexant sur l'évolution du coût horaire du travail et de l'indice des prix de la production. Cet arrêté doit permettre de préserver l'équilibre économique des nouveaux projets d'installations de production de biométhane en période de forte inflation.
- le deuxième est relatif à l'allongement du délai de mise en service des projets, pouvant aller jusqu'à 18 mois. Dans le cadre des contrats réglementés d'achat de biométhane, permettant aux producteurs d'accéder au tarif pendant 15 ans, les projets doivent être mis en service dans un délai maximum de 3 ans suivant la signature du contrat. Tout retard par rapport à ce délai maximum donne lieu à un réduction de la durée du contrat d'une durée équivalente. Du fait de la crise Covid-19, certains projets avaient pris du retard et n'auraient plus été viables du fait de la réduction de durée du contrat. Sous certaines conditions édictées dans l'arrêté, la durée maximum des 3 ans a ainsi été prolongée de 18 mois, ce qui devrait permettre à ces projets de se réaliser.

Un décret a également été publié le 25 avril 2022 relatif au dispositif de certificats de production de biogaz (CPB). Celui-ci précise en particulier le dispositif d'obligation d'incorporation de biométhane pour les fournisseurs de gaz. Les CPB, dont certaines modalités sont toujours attendues par la filière, constituent un nouveau mécanisme qui permettra de relancer le développement de nouveaux projets.

1.6.2.3 Activités en Amérique

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

Au **Chili**, ENGIE détient une participation de 59,99% dans ENGIE Energía Chile (EECL). Cette société opère 2 413 km de lignes de transport d'électricité et 24 sous-stations, avec 24 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 quatre sous-stations, qui interconnectent les réseaux électriques du nord et du centre du Chili. En 2022, EECL a remporté l'appel d'offres pour la construction de la sous-station de Totihue. 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 gazier 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 664 200 clients via un réseau de 13 964 km et trois sociétés de transport de gaz exploitant environ 1 311 km de pipelines. En décembre 2021, le contrat de transport avec le principal client du gazoduc Mayakan qui avait 96% de la capacité contractée jusqu'en 2025, a été étendu à l'horizon 2050 pour le même volume.

En **Argentine**, ENGIE a vendu en octobre 2022 sa participation de 70% dans Litoral Gas, une entreprise de distribution de gaz comptant plus de 740 000 clients et exploitant 13 350 km de réseaux, ainsi que sa participation de 70,8% 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.

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 km 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 est entièrement opérationnel depuis juillet 2022, et le projet Novo Estado, étant déjà 50% en opération depuis septembre 2022, le sera complètement d'ici février 2023. En 2022, EBE a remporté le projet Gavião Real, dans l'Etat de Para, pour la construction d'une nouvelle sous-station 230/138 kV et une ligne de transmission de 1.5 km, pour un investissement total de 18 millions d'euros.

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% 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 en opération et 100 km en construction, soit environ 45% de l'ensemble des infrastructures gazières du pays. TAG compte 11 installations de compression de gaz, 14 points de réception de gaz (dont deux terminaux méthaniers en opération et un troisième en construction) et 90 points de livraison de gaz en opération et deux en construction. TAG transporte du gaz naturel vers 10 distributeurs de gaz (LDC), raffineries, usines d'engrais et centrales électriques. En 2022 TAG a signé :

- GASFOR II, un gazoduc de 84 km (boucle dans le réseau existant), COD prévue en juillet 2023 ;
- une connexion au terminal GNL de Sergipe avec gazoduc de 25 km, COD en avril 2024 ;
- 11 nouveaux clients représentent 12% des revenus totaux de TAG en 2022, dont Shell, Equinor, Galp et deux compagnies de distribution de gaz naturel, entre autres.

En mars 2022, TAG a inauguré son centre de supervision et contrôle à Rio de Janeiro.

Enfin, ESOM, la société constituée par ENGIE pour assurer la maintenance des 4,5 milliers de km du réseau TAG est pleinement opérationnelle depuis juillet 2022.

Aux **États-Unis**, ENGIE continue à gérer le port GNL Neptune, situé au large des côtes de Boston, Massachusetts. Neptune a obtenu une nouvelle prolongation de trois ans de la suspension de son statut d'exploitation, qui expirera désormais en juin 2025. Le statut de suspension profite à ENGIE en réduisant les coûts d'exploitation annuels, car certaines activités ne sont pas requises pendant la suspension.

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 déplétés 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 débit de soutirage de 25%, avec une mise en service prévue avant la fin de l'année 2023. Le tarif d'Intragaz qui expirait en fin 2023 a été renouvelé sans impacts significatifs sur le taux de rendement, avec une méthode allégée pour ajuster le taux de rendement d'Intragaz en fonction de l'évolution de celui d'Énergir durant la période 2023 2032. ENGIE a cédé à ENERGIR sa participation début janvier 2023.

Évolutions réglementaires

Au **Chili**, la Commission nationale de l'énergie a publié en 2022 son rapport technique définitif sur la procédure d'examen quadriennal des tarifs pour le transport régulé couvrant la période 2020-2023. Les résultats ont été révisés et validés par un panel d'experts défini par la réglementation chilienne. La date de publication du décret sur ces tarifs de transport 2020-2023 n'a toujours pas été précisée, car le ministère de l'énergie a retiré le décret du processus, demandant au régulateur de faire des corrections, ce qui a été fait au cours de la troisième semaine de janvier 2023.

Brésil :

- Une nouvelle loi sur le gaz a été publiée en avril 2021, mais demeure une absence de réglementation de l'Agence nationale de régulation (ANP) depuis lors.
- L'harmonisation de la législation fédérale avec celle des États est obligatoire pour assurer l'ouverture correcte du marché brésilien du gaz, étant donné que l'ANP réglemente les activités en amont et en milieu de chaîne, tandis que chaque État réglemente les activités en aval (27 compagnies de distribution de gaz naturel).
- Le principal risque pour les activités de transport de gaz est le contournement du réseau, avec des projets reliant les sources d'approvisionnement en gaz directement à la consommation (principalement les centrales thermiques, qui représentent environ 40% de la demande totale dans le pays). L'amélioration du cadre légal de la nouvelle loi est nécessaire. Pour cela, TAG et le Groupe prennent part au débat public auprès des différentes parties prenantes et suivent de près les évolutions réglementaires et la mise en place du cadre légal de la nouvelle loi que ce soit au niveau fédéral ou au niveau local.

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 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.

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.

1.6.3 GBU *ENERGY SOLUTIONS*

Chiffres clés

	Au 31 déc. 2022	Au 31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	11 552	9 926	+16,4%
EBIT *(en millions d'euros)*	412	350	+17,7%
Capacités décentralisées de production d'énergies *(GW@100%)*	25	24	3.3%

1.6.3.1 Missions, organisation et stratégie

Missions

Energy Solutions est l'un des *leaders* mondiaux[1] sur le marché des infrastructures énergétiques décentralisées et des services associés. Elle a pour ambition d'accompagner les clients villes, collectivités, industries et tertiaires, dans leur trajectoire de décarbonation. Pour cela, la GBU offre un ensemble de solutions permettant d'agir sur trois leviers : le verdissement du mix énergétique, l'efficacité et la sobriété énergétique.

Ces solutions sont réparties en trois catégories : les réseaux locaux d'énergie, la production d'énergie sur site et les services de gestion et de performance énergétique.

Les **réseaux locaux d'énergie** conçus à l'échelle de quartier, de ville ou de métropole, permettent de produire et délivrer une énergie finale (chaleur, vapeur, froid, électricité) à un grand nombre d'utilisateurs en optimisant l'usage des énergies vertueuses disponibles sur le territoire (biomasse, géothermie, solaire thermique, etc.), tout en développant des technologies de haute efficacité énergétique.

La GBU propose aux collectivités la création, le développement, la modernisation et l'exploitation de ces infrastructures via des modèles d'affaire *asset-based*, sur les périmètre suivants :

- les réseaux de chaud et de froid ;
- les réseaux insulaires d'énergie ;
- la mobilité bas carbone (infrastructures de recharge électrique, stations biogaz, production et distribution d'hydrogène renouvelable (Section 1.6.4.4 "Activités Hydrogène") ;
- l'éclairage public bas carbone.

La combinaison de ces solutions permet de proposer des offres globales de décarbonation de villes, campus ou autres ensembles territoriaux.

La **production d'énergie sur site** repose sur des infrastructures permettant de produire à l'échelle d'un site (industriel ou tertiaire) l'énergie finale nécessaire à son fonctionnement (chaleur, froid, électricité, vapeur, air-comprimé, etc.).

La GBU propose aux clients industrie et tertiaire la création, le développement, la modernisation et l'exploitation de ces infrastructures via des modèles d'affaire *asset-based*, permettant en particulier :

- la production d'énergie finale via des utilités bas carbone sur site (biomasse, solaire thermique, géothermie, récupération de chaleur fatale) et des dispositifs permettant d'optimiser l'efficacité ;
- le solaire photovoltaïque décentralisé.

Les **services de gestion et de performance énergétique** regroupent une large gamme de prestations permettant d'accompagner les clients dans les phases de conception de leur trajectoire de décarbonisation ainsi que dans la phase d'exécution.

La GBU propose :

- une offre de conseil (ENGIE Impact) ;
- une offre d'ingénierie (Tractebel) ;
- une gamme de services opérationnels avec :
  - une offre de gestion des énergies et de pilotage des installations avec un objectif de verdissement des approvisionnements (PPA, autoconsommation, biométhane),
  - une offre d'exploitation et maintenance des installations de production et de distribution de chaleur et de froid dans les bâtiments avec engagement sur l'efficacité énergétique de production,
  - une offre de performance énergétique permettant de garantir un niveau optimum d'efficacité énergétique, de sobriété énergétique et de qualité des services à contenu énergétiques à l'intérieur du bâtiment.

Organisation

La GBU est organisée autour de cinq régions opérationnelles : France (deux entités), Europe, Asie & Moyen-Orient, Amériques, complétées par deux entités spécialisées sur le conseil (ENGIE Impact) et l'ingénierie (Tractebel).

Les équipes centrales apportent :

- un support au développement à la performance des entités opérationnelles à travers des plateformes-métier dédiées aux principales solutions (support de formation, expertise, partages des meilleures pratiques, innovation, ressources projets) ;
- le pilotage du périmètre global via cinq fonctions support (Finance, Ressource Humaines, Stratégie Marketing – Communication, Juridique – Éthique et RSE – HSE Performance Digital – Achats) ;
- la contribution au renforcement de synergies entre les différentes entités.

Marché et environnement concurrentiel

On retrouve principalement deux typologies d'acteurs intervenant sur l'une ou l'autre des activités d'*Energy Solutions* :

- des *Utilities* qui ont des activités d'infrastructures et/ou de services énergétiques, et auprès desquelles on observe une tendance à étendre leur empreinte géographique et à faire évoluer leur positionnement en termes d'activités, le rapprochant ainsi de celui d'*Energy Solutions* (*Energy Solutions* demeure toutefois la seule entité à centraliser sous un pilotage unique l'ensemble des activités) ;
- les fonds d'infrastructure, qui sont plus concentrés sur les activités d'infrastructures, actifs notamment dans les réseaux de chaud de froid et la mobilité bas carbone.

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 : pour les villes et collectivités, les secteurs industrie et tertiaire.

ENGIE Solutions est *leader* en France, à Monaco et en Outre-mer des infrastructures décentralisées d'énergie bas carbone et des services énergétiques associés, avec une base de 16 000 clients.

Les 16 000 collaborateurs sont répartis sur l'ensemble du territoire français, en métropole comme en Outre-mer.

Le développement des réseaux de chaleur urbain s'est poursuivi en 2022 dans une démarche de décarbonation :

- la signature d'un contrat de délégation de service public du réseau de chaleur de Strasbourg Ouest avec l'Eurométropole de Strasbourg. Ce sont plus de 25 000 équivalents logements qui seront raccordés à terme au réseau ;
- le verdissement du réseau de la Ville de Meudon avec la construction, dès 2023, d'une géothermie sur le réseau qui fournira une énergie d'origine renouvelable aux habitants : un service vertueux, décarboné et permettant de limiter l'impact des fluctuations de prix des énergies fossiles ;

(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. Elles sont établies au périmètre du Groupe au 31/12/2022.

- le développement autour de plus petits réseaux de chaleur, par exemple la création du futur réseau de chaleur de Toul pour une durée de 25 ans, qui visera à alimenter 20 GWh par an en énergie 100% renouvelable, dont 80% d'équipements publics.

En ce qui concerne les solutions de mobilités durables, l'année 2022 a été celle du développement de projets de bornes de recharge :

- sur autoroute, au service d'APRR pour densifier le maillage de bornes de recharge en assurant la conception, la construction et la mise en service de 214 points de charge pouvant aller jusqu'à 300 kW de puissance, pour une durée de 15 ans ;
- au cœur des villes, au service d'INDIGO pour le déploiement de bornes de recharge ultra-rapide sur 35 sites dans 20 villes pour une durée de 10 ans: une première en France dans des parkings souterrains.

ENGIE Solutions poursuit l'accompagnement de ses clients vers la transition énergétique et leur décarbonation, notamment dans le secteur industriel :

- grâce au projet de décarbonation du siège du groupe LESAFFRE, fabriquant de levures : fourniture d'un projet clé en main (conception, construction, financement et exploitation pendant une durée de 15 ans) de récupération de chaleur fatale provenant du process industriel de l'usine de Marcq-en-Barœul. Grâce à l'installation de pompes à chaleur d'une puissance totale de 19 MW, ce site deviendra la plus grande installation de récupération de chaleur fatale dans le secteur de l'industrie alimentaire ;
- Novawood est le projet de construction sur site d'une centrale de cogénération biomasse de 14,6 MW en remplacement de deux chaudières charbon. Mise en service en 2022, cette installation de production d'électricité verte et de chaleur utilise du bois de récupération comme combustible.

En ce qui concerne les services de gestion et performance énergétique, le développement s'est poursuivi par la conclusion de Contrats de Performance Energétique, avec notamment :

- le marché avec le Conseil Départemental de la Gironde pour 118 bâtiments et une durée de 8 ans, avec un engagement d'économies d'énergies de 25%, et l'atteinte d'un taux d'énergies renouvelables de 33% notamment grâce à la mise en place d'un contrat d'électricité renouvelable et de panneaux solaire photovoltaïques ;
- le renouvellement du contrat pour la gestion déléguée de 23 établissements pénitentiaires en France et à la Réunion, avec le ministère de la Justice. Ce Contrat de Performance Energétique d'une durée de 7 ans permettra une économie de 14 000 tonnes de CO_2 sur sa durée, et une diminution des consommations d'énergie de 13,5%.

Enfin, ENGIE Solutions continue de développer la production locale d'énergies renouvelables pour ses clients, notamment dans le solaire photovoltaïque grâce à sa filiale Réservoir Sun. La centrale photovoltaïque déployée sur les infrastructures de l'Olympique Lyonnais à OL Vallée, a été inaugurée en décembre 2022. A terme, ce parc photovoltaïque bâti sur un équipement sportif d'une surface d'environ 50 000 m² (soit l'équivalent de sept terrains de football) produira 12 GWh annuellement d'électricité locale et décarbonée, correspondant à la consommation énergétique annuelle de 2 700 foyers.

1.6.3.3 ENGIE Impact

ENGIE Impact est une entité spécialisée dans le conseil en décarbonation aux grands 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. ENGIE Impact accompagne plus de 1 400 clients dans le monde, parmi lesquels un quart du Fortune500. En 2022, ENGIE Impact a renforcé son partenariat avec Forvia, en signant un nouveau contrat permettant le déploiement dans plus de 14 pays de solutions de production solaire sur les sites industriels de Forvia.

1.6.3.4 Tractebel

Tractebel est reconnu comme une société d'ingénierie de premier plan dans les domaines de l'énergie, du nucléaire, de l'eau et des infrastructures. 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 2022, Tractebel est notamment intervenu sur des projets :

- de nouvelles centrales électriques comme la centrale à gaz à cycle combiné de Flémalle en Belgique pour ENGIE ;
- de champs éoliens en Afrique et en Amérique Latine comme Gulf of Suez (Egypte) pour ENGIE, et Novo Horizonte (Brésil) pour un client externe ;
- de photovoltaïques flottants, comme Madhya Pradesh (Inde), ou terrestre comme Calama (Chili) ;
- 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 et ESKOM en Afrique du Sud, 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, Pays-Bas), des réacteurs expérimentaux (ITER, France), 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 (*Building Information Modeling*, ou maquette numérique du bâtiment) 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).

1.6.3.5 Activités à l'international

1.6.3.5.1 Europe (hors France)

Italie

La GBU dispose de positions de premier plan dans les réseaux de chaleur dans le nord de l'Italie et est l'un des principaux acteurs de l'éclairage public, avec plus de 600 000 points d'éclairage sous gestion. La GBU fournit par ailleurs, 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.

En 2022, la GBU a remporté plusieurs contrats de gestion de l'éclairage public, notamment pour les communes d'Aoste, Assisi et Fiumicino dans le cadre de l'extension de contrats de partenariat public-privé.

Allemagne

La GBU est un acteur important du marché des utilités sur site au travers de contrats long-terme avec ses clients industriels ou tertiaires. Elle participe activement à l'installation, 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 bien ancré dans les territoires.

En 2022, la GBU a mis en service une centrale de cogénération dans la ville de Saarbrücken, lui permettant de sortir du charbon qui était utilisé jusqu'alors au sein de la Stadtwerke.

Espagne

La GBU est active dans les services d'installation et de maintenance, dans la fourniture de solutions d'efficacité énergétique et dans les utilités sur site. Elle est un acteur des villes via plusieurs réseaux de chaleur urbains, notamment à Barcelone.

En 2022, elle a développé de nouveaux projets innovants tels que le développement d'une centrale solaire à concentration pour un acteur majeur du secteur agroalimentaire.

Portugal

La GBU distribue le chauffage et la climatisation de 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. Elle a développé en 2022 un portefeuille de projets solaires ainsi qu'un projet d'utilité sur site pour un acteur industriel.

Slovaquie et Pologne

La GBU est un acteur majeur des réseaux de chaleur urbains. Elle fournit également des services d'installation, d'exploitation et de maintenance. La GBU développe activement des activités d'utilités sur site et du solaire décentralisé au sein de ces deux pays.

Dans le cadre de sa stratégie de sortie du charbon, la GBU a mis en service en 2022 une unité de cogénération au gaz naturel et converti deux chaudières fonctionnant au charbon pour décarboner le réseau de chauffage urbain de la ville polonaise de Słupsk.

En 2022, la GBU a remporté plusieurs contrats pour développer et mettre en œuvre des projets solaires photovoltaïques avec des clients industriels et tertiaires slovaques.

Belgique

La GBU est un acteur significatif du solaire décentralisé à travers la co-entreprise Sun4Business avec le groupe Orka.

En 2022, elle a également remporté un appel d'offre majeur de concession sur la mobilité électrique en Flandres avec 5 600 points de recharge à installer.

Roumanie

La GBU développe ses activités en solaire décentralisé et en 2022, elle signé un contrat en tiers investissement de 8,6MWp avec Saint-Gobain.

1.6.3.5.2 Amériques

États-Unis

La GBU 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. La GBU poursuit son développement dans les solutions de solaire décentralisé avec 340 MW installé en 2022.

Brésil

La GBU 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 activités comprennent notamment l'efficacité énergétique, la gestion de l'énergie, ainsi que l'éclairage public. En 2022, elle a remporté un des plus importants partenariats public-privé en matière d'éclairage public au Brésil dans la ville de Curitiba avec 160 000 points lumineux à moderniser, un déploiement partiel du contrôle intelligent et la maintenance et l'exploitation des actifs.

1.6.3.5.3 Asie, Moyen-Orient et Afrique

Pays du Golfe arabo-persique

ENGIE détient une participation de 40% dans la société Tabreed (National Central Cooling Company PJSC), leader dans les pays du 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 (EAU).

La GBU propose également des services d'exploitation et de maintenance et d'utilités sur site à des industriels 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.

La GBU poursuit la construction de projets majeurs développés ces dernières années, notamment un système intégré de réseau de froid urbain avec Jurong Town Corporation (JTC) pour le quartier digital de Punggol à Singapour, ainsi que des projets d'utilités sur site pour plusieurs acteurs industriels.

En 2022, la GBU a remporté un nouvel appel d'offre pour l'installation de 4 500 bornes de recharges à Singapour, en partenariat avec ComfortDelGro.

1.6.4 GBU *FLEXGEN & RETAIL* (1)

1.6.4.1 Missions, organisation et stratégie

La GBU *FlexGen & Retail* regroupe les activités de :

- production thermique (production d'électricité à partir de gaz, de diesel, 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 bas carbone à grande échelle. La GBU est également responsable de la coordination de l'ensemble des activités hydrogène au sein du Groupe ;
- stockage par batteries. La GBU est responsable de la coordination de l'ensemble des activités batteries au sein du Groupe.

Ces 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 quart de l'EBITDA. Elle apporte une expertise industrielle et un savoir-faire dans le digital. En plus d'équilibrer l'exposition financière du Groupe au travers des activités *Retail*, les activités de la GBU *FlexGen & Retail* permettent de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'électricité) et de flexibilité aval (effacement ou déplacement de la consommation des clients BtoC). Elles apportent également des solutions pour décarboner l'industrie avec l'hydrogène bas carbone. Le rôle de la GBU est donc clé dans la transition énergétique.

Marché et environnement concurrentiel

Dans la production thermique d'électricité, le top 10 (hors Chine) est principalement constitué d'acteurs européens (ENGIE, Enel, Fortum, RWE, etc.) et asiatiques (KEPCO, Marubeni, TCWA, Mitsui). Ces 10 principaux acteurs représentent une capacité totale thermique de 300 GW (c.17% ENGIE). A fin 2021, ces acteurs avaient 24 GW de projets sécurisés de nouvelles centrales de production dans le monde, dont 83% en gaz et 17% en charbon, portés principalement par les acteurs asiatiques.

Dans le stockage par batteries, environ 8,5 GW de capacités sont installés ou en développement avancé à fin 2021 pour les principaux acteurs européens, tirées principalement par les utilities (ENEL, ENGIE et EDF), suivies par les développeurs renouvelables (NEOEN, Eunice, Eren, etc.) et les fonds d'investissement.

Dans la production d'hydrogène bas carbone, on observe une forte concentration des projets en Europe et en Australie (90% du total annoncé) avec une mise en service attendue plus rapide des projets européens (horizon 2030 au plus tard) et la création de consortiums visant à réduire les coûts de production. A horizon 2030, ENGIE, Air Liquide, Orsted, EDF et Iberdrola visent chacun à minima 3 GW de capacité d'électrolyse installées.

1.6.4.2 Activités Production flexible (*FlexGen*)

Chiffres clés

	Au 31 déc. 2022	Au 31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	7 129	4 089	+74,3%
EBIT *(en millions d'euros)*	1 768	1 183	+49,5%
Capacités centralisées de production d'électricité au gaz *(GW@100%)*	34,8	34,8	-
Capacités centralisées de production d'électricité au charbon *(GW@100%)*	2,2	2,2	-
Capacités de stockage d'électricité par pompage-turbinage *(GW@100%)*	3,3	3,3	-

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 à court et moyen terme de fermeture important des sources de production au charbon, couplé d'une sortie du nucléaire en Allemagne. 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 rémunération 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 19,5 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 (1,3 GW).

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 126 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

(1) *Anciennement Production Thermique et Fourniture d'Energie.*

à cycle combiné au gaz naturel de 534 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.

Au **Brésil**, ENGIE Brasil Energia (EBE), filiale du Groupe, exploite une centrale à charbon de 317 MW à Pampa Sul dont la vente a été signée en septembre 2022 (l'opération devrait être finalisée au cours du premier semestre 2023).

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 2 081 MW. En 2022, ENGIE a exploité également la centrale au charbon d'Ilo21, qui a été mise hors service le 31 décembre 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 a exploité à Tocopilla deux centrales au charbon de 266 MW, qui ont été retirées du service le 30 septembre 2022**,** et exploite un cycle combiné au gaz naturel de 355 MW. En complément, il possède à Mejillones un cycle combiné au gaz naturel de 237 MW, deux centrales au charbon de 110 MW chacune qui seront retirées du service en 2025, une centrale au charbon de 348 MW qui pourrait être convertie au gaz naturel en 2025 et deux centrales à lit fluidisé au charbon de 362 MW qui pourraient être converties à la biomasse en 2025. Outre ces actifs de génération, un gazoduc de 1 081 km est exploité pour fournir le gaz au cycle combiné et importer du gaz argentin lorsque celui-ci est disponible. Enfin 54 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 301 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 2 565 MW. Senoko est présent sur le marché de la vente de détail d'électricité aux segments BtoB et BtoC, ce dernier étant ouvert depuis le 1er mai 2019.

Dans les pays du **Conseil de Coopération du Golfe**, 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 29 GW desservent plus de 40 millions de personnes (en Arabie Saoudite, aux Emirats arabes unis, à Oman, au Bahreïn, au Qatar et au Koweit). Les installations de dessalement en exploitation ou en construction produisent près de 4,4 millions de m^3 d'eau/jour. En 2022, ENGIE a gagné le contrat de Mirfa 2 à Abu Dhabi avec une capacité de 545 000m^3 d'eau par jour.

Au **Pakistan**, ENGIE détient à 100% deux centrales au gaz à cycle combiné (CGCC) pour une capacité totale de 931 MW. L'électricité produite est vendue dans le cadre de contrats d'achat d'électricité à long terme aux entreprises de distribution.

En **Afrique**, ENGIE détient une participation minoritaire en Afrique du Sud dans deux centrales diesel dites "de pointe" à cycle ouvert pour une capacité totale de 1 003 MW et une participation minoritaire au Maroc dans la centrale à charbon de Safi avec une capacité de production totale de 1 250 MW. ENGIE a aussi gagné l'appel d'offre pour l'usine de dessalement (113 000 m^3/jour) associée à un parc éolien (72 MW) de Dakhla. Le premier projet hydrogène (Rhyno) visant à alimenter un camion d'Anglo American en hydrogène vert est maintenant en phase finale de *commissioning*.

En **Australie**, ENGIE détient plusieurs participations majoritaires de centrales au gaz pour une capacité totale de 857 MW et a démarré la construction du projet de production d'hydrogène Yuri qui associe une ferme solaire, des batteries et un électrolyseur pour alimenter Yara en hydrogène vert.

1.6.4.3 Activités *Retail*

Chiffres clés

	Au 31 déc. 2022	Au 31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	16 810	10 396	+61,7%
EBIT *(en millions d'euros)*	-7	232	na
Nombre de contrats énergie et services BtoC gaz *(en millions)*	10 866	10 829	+0,3%
Nombre de contrats énergie et services BtoC électricité *(en millions)*	9 108	8 881	+2,6%

L'activité de fourniture d'Énergie se concentre sur la France, la Belgique, l'Italie, la Roumanie, les Pays-Bas 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.

ENGIE détient un portefeuille de presque 20 millions de contrats d'énergie (à fin 2022 19,8 millions) et poursuit la croissance de ses contrats de services (2,9 millions de contrats services à fin septembre 2022, idem fin 2021). 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 aux

clients particuliers et aux petits clients professionnels, 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 ont continué à progresser pour atteindre 66% à fin 2022 (6 millions) des contrats d'électricité gérés par ENGIE.

Afin d'accompagner ses clients dans la crise actuelle inédite des prix de l'énergie, ENGIE a mis en place plusieurs initiatives fortes dans l'ensemble des pays, notamment :

- des ajustements de mensualités et l'échelonnement/étalement des paiements ;
- de plans de communication massifs pour sensibiliser les clients à la sobriété énergétique ;
- la mise en avant des gammes d'offres au service d'une consommation maîtrisée et d'un système énergétique équilibré. Ainsi, en France, par exemple, les clients peuvent bénéficier de services de pilotage à distance de leurs consommations et de leur budget (en gaz comme en électricité) et de services leur permettant de consommer moins et mieux tout en soulageant les réseaux au moment de fortes tensions. Les offres "Mon Pilotage Elec" et "Mon Bonus Engie" permettent ainsi de déplacer des consommations à des moments critiques pour le réseau ;
- un renforcement de ses centres de relations clients en Belgique ;
- le versement d'une aide de 100 euros en moyenne à tous les bénéficiaires du chèque énergie en France.

Les services de décarbonation progressent également malgré une pénurie d'équipements et des allongements des délais d'approvisionnement sur un marché mondial en forte demande et porteur de développement : en France, +122% de vente de toitures solaires et +260% de bornes pour véhicules électriques installées, en Belgique, + 35% de ventes de bornes.

En parallèle, ENGIE a renforcé la pénétration d'offres lancées en 2021 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.

La France a obtenu en 2022 de la part du transporteur d'électricité RTE la certification lui permettant de contribuer, avec ses clients particuliers, à l'équilibrage en temps réel de la production et de la consommation d'électricité au niveau européen.

Évolutions réglementaires

En France, ENGIE fournit 2,3 millions de clients *BtoC* en gaz aux tarifs réglementés dont la loi prévoit l'échéance fin juin 2023. Des boucliers et amortisseurs tarifaires ont été mis en place tant pour le gaz que pour l'électricité.

Dans d'autres pays (Roumanie, Italie), des mesures gouvernementales ont été également mises en place pour atténuer les hausses des prix pour les clients (gel des tarifs, baisse de la TVA) ou bien encore une extension des bénéficiaires du tarif social de l'énergie (Belgique).

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.

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'**international**, il développe en priorité des projets dans les pays à faible coût de renouvelables et où le Groupe a des positions fortes, en particulier ceux où les politiques publiques encouragent le développement de l'hydrogène, dans le but d'accompagner la transition énergétique de ses clients et de développer des projets de fuels verts à grande échelle.

1.6.4.4.2 Description des activités

La GBU *FlexGen & Retail* 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 bas carbone 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, Enaex au Chili, Gasunie aux Pays-Bas, TotalEnergies en France, Masdar et OCI aux Émirats arabes unis. 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 certains secteurs, pour lesquels le vecteur hydrogène est une solution, en particulier la sidérurgie, le raffinage (conventionnel ou bio), la production de e-molécules (ammoniac , méthanol, kérosène de synthèse,..).

Hors-Europe, ENGIE se concentre sur les géographies à faibles coûts des renouvelables comme les États-Unis, l'Australie, le Chili, le Brésil, le Maroc et les Émirats arabes unis. Les industries minières forment également des écosystèmes favorables dans lesquels l'hydrogène bas carbone sera compétitif à plus court terme pour un usage de mobilité industrielle lourde, par exemple en Afrique du Sud.

ENGIE a ainsi annoncé en septembre 2022 la décision finale d'investissement sur la première phase (10 MW) de son projet de production d'hydrogène vert pour l'usine d'ammoniac de Yara en Australie occidentale (Pilbara). ENGIE a par ailleurs signé en 2021 une alliance stratégique avec Masdar, acteur majeur des renouvelables, visant à horizon 2030 de co-développer 2 GW de projets d'hydrogène bas carbone aux Émirats arabes unis pour 5 milliards de dollars américains (4,8 millards d'euros) d'investissement total, Cette alliance s'est traduite début 2022 par un accord signé par les deux partenaires avec Fertiglobe (filiale de OCI et ADNOC à 58% et 42% respectivement) pour étudier la faisabilité d'une installation de 200 MW d'électrolyse, fournissant de l'hydrogène pour la production d'ammoniac vert par Fertiglobe à partir de 2025.

Enfin, la signature d'un *Memorandum of Understanding* entre ENGIE et le sidérurgiste sud-coréen POSCO, visant au développement conjoint de projets d'hydrogène vert au Moyen-Orient, en Australie, et en Amérique latine, a pour but de soutenir la décarbonation de la production d'acier.

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 Solutions* 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.

ENGIE a installé trois stations hydrogène en 2022 en France, et vise plus de 100 stations de recharge en hydrogène en 2030.

ENGIE et Alstom ont par ailleurs annoncé en avril un partenariat pour mettre en œuvre des solutions de logistique et de ravitaillement en hydrogène bas carbone d'un système de pile à combustible pour le fret ferroviaire, alimentant des locomotives électriques sur des portions de réseau non électrifiées. Nestlé Waters sera la première entreprise à bénéficier de cette solution, dès 2025.

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 et le projet RHYn lancé en 2022. A plus long terme, GRTgaz est associé au H2MED, hydrogénoduc reliant le Portugal et l'Espagne à la France et l'Allemagne (Section 1.6.2.2.2.). 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. 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. ENGIE a également inauguré en 2022 son H_2 Lab, centre de recherche et d'innovation dédié à l'hydrogène bas carbone, doté de moyens d'essais sur toute la chaîne de valeur de l'H_2, de la production à l'utilisation.

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. Cet objectif a été réhaussé avec le plan RePowerEU, suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie et la décision de l'UE de réduire au maximum la dépendance au gaz naturel russe, qui vise la production de 10 Mt H_2 par an sur le sol européen et l'import de 10 Mt H_2 supplémentaires. 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,* et sont en discussion pour la mobilité lourde dans le cadre des initiatives ReFuel EU. Ces évolutions sont positives et démontrent une volonté politique renforcée mais doivent encore être concrétisées. ENGIE œuvre pour réduire les freins en place au développement des projets et faire évoluer le cadre réglementaire.

1.6.5 NUCLÉAIRE

Chiffres clés

	Au 31 déc. 2022	Au 31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires [(1)] *(en millions d'euros)*	35	56	-37,7%
EBIT *(en millions d'euros)*	1 026	959	+6,9%
Capacité de production d'électricité nucléaire *(GW@100%)*	5,3	6,2	-14,7%

(1) Chiffre d'affaires contributif, après élimination des opérations intra-groupes de 2 653 millions d'euros au 31 décembre 2022 (1 705 millions d'euros au 31 décembre 2021).

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 suivre le démantèlement des premiers réacteurs (Doel 3 en 2022, Tihange 2 en 2023), tant sur le plan technique qu'organisationnel.

Par ailleurs, le Groupe ENGIE est entré en discussion avec le gouvernement belge sur la perspective d'une éventuelle prolongation des réacteurs nucléaires de Doel 4 et Tihange 3. Une lettre d'intention entre les parties a été signée en juillet 2022, confirmée et enrichie par un accord de principes non engageant en janvier 2023. Ces documents prévoient des accords de principes étendus pour le 15 mars et un accord engageant pour juin 2023.

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. Electrabel 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 en 2022 une capacité installée totale en Belgique de 5 943 MWe (dont 897 MWe en partenariat avec le groupe EDF). Depuis le 23 septembre 2022, la centrale de Doel 3 (1006 MW) a été mise définitivement à l'arrêt. 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 la sortie progressive de l'exploitation des centrales nucléaires en Belgique entre 2022 et 2025. Par décision du 18 mars 2022, le Gouvernement belge a décidé de prendre les mesures nécessaires en vue de prolonger de dix ans la durée de vie de Doel 4 et Tihange 3. Une lettre d'intention non contraignante a été signée entre le Gouvernement belge et le Groupe en juillet 2022. Les discussions sont en cours en vue de parvenir à un accord engageant d'ici juin 2023. Le cadre juridique définit par ailleurs, 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 (projet de loi relative au plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité en cours).

Le Groupe assume des obligations, résultant de l'application de la loi belge du 11 avril 2003 modifiée par la loi du 12 juillet 2022, relatives aux provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et la gestion du combustible nucléaire irradié. La loi du 12 juillet 2022 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. À la suite de la révision triennale des provisions nucléaires conduite en 2022 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% pour les provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et 2,5% 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 19 milliards d'euros. Le prochain exercice de révision est prévu pour 2025.

1.6.6 AUTRES - DONT *GLOBAL ENERGY MANAGEMENT & SALES (GEMS)*

Chiffres clés

	Au 31 déc. 2022	Au 31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	45 163	23 046	+96,0%
dont GEMS	*45 137*	*22 870*	*+97,4%*
EBIT *(en millions d'euros)*	1 848	-85	na
dont GEMS	*2 618*	*507*	*na*
Volumes d'énergies vendues aux clients BtoB *(TWh)*	350	337	+3,9%

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 plateformes de trading, l'entité 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 190 000 clients externes 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".

En raison du conflit en Ukraine, en 2022 le Groupe a diversifié ses sources d'approvisionnement afin de renforcer, à court terme, la sécurité d'approvisionnement. Ceci passe notamment par de nouveaux achats de gaz (non-russes) et de Gaz Naturel Liquéfié (GNL).

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 2022, ENGIE a conclu de nouveaux contrats et lancé différents partenariats, notamment :

- ENGIE a réservé la capacité restante du terminal GNL d'Eemshaven, propriété de la filiale de Gasunie, EemsEnergyTerminal. ENGIE a également réservé une nouvelle capacité de regazéification au terminal GNL de Fos Cavaou. Avec ces nouvelles capacités ajoutées à son portefeuille de GNL existant, ENGIE renforce sa stratégie de diversification énergétique et augmente sa capacité à fournirdu GNL à l'Europe ;
- AXA IM Alts et ENGIE ont acquis une participation minoritaire dans The Shared Wood Company, un développeur de projets de solutions basées sur la nature. Ils soutiendront son développement en fournissant des financements pour des projets de foresterie et d'utilisation durable des terres et en prenant en charge les réductions d'émissions de carbone ou les absorptions de carbone de haute qualité générées par ces projets et opérations. Cet investissement représente une excellente occasion d'accéder à des compensations de carbone naturel de haute qualité pour accélérer la transition de nos clients vers la neutralité carbone ;
- O-I et ENGIE ont conclu un accord à long terme pour qu'ENGIE fournisse de l'électricité renouvelable aux sites d'O-I en Europe. O-I est l'un des principaux fabricants américains de produits d'emballage en verre. ENGIE a également signé deux contrats d'achat d'électricité renouvelable avec le principal fabricant de verre allemand Schott. En Australie, ENGIE a signé un PPA renouvelable pour fournir de l'électricité renouvelable à Charter Hall Group, une importante société de gestion d'investissements immobiliers ;
- ENGIE et Google Cloud ont signé un nouveau partenariat pour le développement d'une solution énergétique basée sur l'intelligence artificielle afin d'optimiser la valeur du portefeuille éolien d'ENGIE sur les marchés de l'électricité à court terme. Ce projet facilitera les transactions pour les développeurs d'actifs éoliens et créera des avantages pour les producteurs d'énergie éolienne, accélérant ainsi la transition énergétique.

1.6.7 MODÈLE D'AFFAIRES DU GROUPE

Le modèle d'affaires du Groupe est présenté en Section 3.2.

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 2022, le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux méthaniers et des stockages dans plus de 31 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 Note 13 de 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	1 499	Gaz naturel
	Marafiq	2 744	Gaz naturel
	Ju'aymah	468	Gaz naturel
	Shedgum	468	Gaz naturel
	Uthmaniyah	467	Gaz naturel
	Riyadh PP11	1 729	Gaz naturel
Australie	Pelican point	489	Gaz naturel
Bahreïn	Al Dur	1 224	Gaz naturel
	Al Ezzel	941	Gaz naturel
	Al Hidd	929	Gaz naturel
Belgique	Amercœur	451	Gaz naturel
	Coo	1 080	Pompage hydraulique
	Doel	1 928	Nucléaire
	Drogenbos	460	Gaz naturel
	Herdersbrug	480	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	1 129	Charbon et gaz naturel
	Tocopilla	432	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	428	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	1 134	Gaz naturel
	Vado Ligure	782	Gaz naturel
	Voghera	404	Gaz naturel
Koweït	AzZour North	1 519	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	869	Gaz naturel
Pérou	Chilca	917	Gaz naturel
	ILO Nodo	600	Fioul
	ILO 31	564	Fioul
Porto Rico	Ecoelectrica	534	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
	Moray East	950	Eolien en mer
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)	1,5
France	Cavaou (Fos-sur-Mer)	10
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

FACTEURS DE RISQUE ET CONTRÔLE

2.1 Processus de gestion des risques 43

2.1.1 Politique de gestion globale des risques 43
2.1.2 Gestion de crise 43
2.1.3 Couverture des risques et assurances 44

2.2 Facteurs de risque 45

2.2.1 Risques politiques et réglementaires 45
2.2.2 Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux 48
2.2.3 Risques économiques et concurrentiels 50
2.2.4 Risques financiers 51
2.2.5 Risques opérationnels 53
2.2.6 Risques sociaux et sociétaux 56
2.2.7 Risques liés aux activités nucléaires 57

2.3 Procédures de contrôle interne 60

2.3.1 Objectifs du contrôle interne 60
2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne 60
2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière 62
2.3.4 Pilotage du contrôle interne 63



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

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

Par rapport au Document d'enregistrement universel 2021, une sous-section a été dédiée aux risques liés aux activités nucléaires.

Les risques présentés ont été appréciés et hiérarchisés sur la base du "risque net", autrement dit la quantification du risque 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 (impact probabilisé).

Risques	Criticité	Évolution (versus 2021)	Sections et références dans le DEU
Risques politiques et réglementaires			
Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France		stable	2.2.1.1
Risque d'intervention des États face à la forte augmentation des prix de l'énergie		stable	2.2.1.2; Notes 7.1 et 8.4 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
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		stable	2.2.1.3
Risque sur la sécurité d'approvisionnement en gaz en Europe pour l'hiver 2023/2024		nouveau	2.2.1.4
Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux			
Risque de variations climatiques ayant un impact sur la demande et la production d'énergie		stable	2.2.2.1 et DPEF 3.3.1 risque F
Risque d'adaptation des actifs industriels		nouveau	2.2.2.2 et DPEF 3.1.5
Risques économiques et concurrentiels			
Risque d'adaptation des *business models* induite par la transition énergétique dans un contexte de concurrence accrue sur certaines activités du Groupe		nouveau	2.2.3.1, DPEF 3.1.5 et Note 13.4 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
Risques financiers			
Risque de marché sur matières premières		stable	2.2.4.1 et Note 15.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
Risque sur le financement des pensions de retraite		stable	2.2.4.2 et Note 18 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
Risque de contrepartie		stable	2.2.4.3 et Note 15.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
Risques opérationnels			
Cybersécurité		stable	2.2.5.1 et DPEF 3.3.1 risques C et D
Risque d'accident industriel		stable	2.2.5.2 et DPEF 3.3.1 risque A
Risque d'approvisionnement pour la construction d'énergies renouvelables		stable	2.2.5.3
Risques sociaux et sociétaux			
Risques liés aux ressources humaines		stable	2.2.6.1 et DPEF 3.3.3
Risques santé et sécurité au travail		stable	2.2.6.2 et DPEF 3.3.3 risque S

Risques	Criticité	Évolution (versus 2021)	Sections et références dans le DEU
Risques liés aux activités nucléaires			
Risques industriels liés aux activités nucléaires		stable	2.2.7.1, DPEF 3.3.1 risque B et Note 17.2 de la Section 6.2.2 “Notes aux comptes consolidés”
Risques réglementaires et financiers liés aux activités nucléaires		stable	2.2.7.2 et Note 17.2 de la Section 6.2.2 “Notes aux comptes consolidés”

Légende niveau de criticité : Faible  */ Moyen*  */ Élevé* 

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. Certains risques critiques pour le Groupe sont par ailleurs mentionnés dans les sections suivantes mais non développés car ils font soit déjà l’objet de détails dans la DPEF (voir Chapitre 3 “Déclaration de performance extra-financière et informations RSE”) soit sont non spécifiques à 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.

Le Directeur du Management des Risques s’assure 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 les types de crise et minimiser leurs impacts, ENGIE dispose d’un dispositif global de gestion de crise. Le Groupe est ainsi doté d’un dispositif d’alerte et de remontée des incidents majeurs. L’analyse de la crise est réalisée par une personne de permanence au niveau local qui peut, en cas de besoin, déclencher une cellule de crise au plus près du terrain. Les décisions pour gérer la crise sont prises au niveau approprié de l’organisation selon le principe de subsidiarité.

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.

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 Management des Risques et 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 0,15% du chiffre d'affaires 2022 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 filiales pour un montant total de 645 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 américains, correspondant à 48 millions d'euros).

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 2023 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 la recherche et de l'innovation du Groupe contribuent également à répondre aux évolutions stratégiques (voir Section 1.3 "Recherche, technologies, et innovation").

Par rapport à la Section 2.2.1 Risques politiques et réglementaires du Document d'enregistrement universel 2021, différents risques ne sont plus traités dans la présente Section :

- les risques liés aux activités nucléaires ont été regroupés dans une Section 2.2.7 Risques liés aux activités nucléaires ;
- le risque pays, et en particulier Nord Stream 1 et 2 pour lesquels ENGIE agit respectivement en tant qu'actionnaire minoritaire et financeur, est présenté dans les Notes 1.3, 10, 14 et 15.2.2.1 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés ;
- la criticité du risque de désaccord avec le régulateur australien sur les conditions de réhabilitation de la mine de charbon d'Hazelwood a diminué au regard des autres risques du Groupe et est présentée dans la Note 17.3.2 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés ;
- la criticité du risque sur le renouvellement des concessions hydrauliques en France a fortement diminué et n'a plus lieu d'être présenté.

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

DESCRIPTION

Criticité : 

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 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 de Bretagne.

La prochaine révision des tarifs de Transport (ATRT 8), Distribution (ATRD 7) et Stockage (ATS 3) a été lancée 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.

MESURE DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : STABLE

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 la sécurité d'approvisionnement du pays (voir également Section 2.2.1.4 Risque sur la sécurité d'approvisionnement en gaz en Europe pour l'hiver 2023/2024) 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.

2.2.1.2 Risque d'intervention des États face à la forte augmentation des prix de l'énergie

DESCRIPTION

Criticité : 

La hausse brutale des prix sur les marchés de gros de l'énergie a débuté fin 2021/début 2022 et a été exacerbée par le conflit entre l'Ukraine et la Russie. Cela a incité les Etats européens, dont la France, l'Italie et, dans une moindre mesure, la Roumanie et le Portugal, à adopter des mécanismes de stabilisation des prix de fourniture afin de protéger les consommateurs finaux.

En particulier, en France, le bouclier tarifaire 2022 a consisté :

- à geler le Tarif Réglementé de Vente (TRV) de gaz à partir de novembre 2021 sur le niveau du tarif d'octobre 2021 et ce jusqu'en décembre 2022 ;
- à limiter la hausse du Tarif Réglementé de Vente d'électricité à 4% TTC en février 2022. Cette limitation de la hausse a été permise par une baisse de la fiscalité (TICFE), une augmentation des volumes d'électricité qu'EDF cède à ses concurrents dans le cadre du dispositif ARENH (Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique) et à un gel partiel du tarif.

Concernant le gaz, les lois de finances pour 2022 et pour 2023 ont instauré la prise en charge par l'État des pertes de recette liées au gel du Tarif Réglementé de Vente (TRV) au titre des charges de service public pour l'acteur historique ENGIE et pour les fournisseurs alternatifs proposant des offres indexées sur le tarif réglementé.

La loi de finances pour 2023 prolonge une nouvelle fois le bouclier tarifaire, jusqu'au 30 juin 2023. Le bouclier tarifaire 2023 consiste à limiter les hausses des TRV à 15% TTC à compter du 1er janvier 2023 pour le gaz et à compter du 1er février 2023 pour l'électricité. Elle instaure également un "amortisseur tarifaire" pour les clients du secteur de l'électricité qui ne sont pas éligibles aux TRV (entreprises et collectivités locales). Cet amortisseur prend la forme d'une aide forfaitaire sur 50% de la consommation de ces clients.

Ces mesures s'ajoutent en outre aux mesures prises par le Conseil de l'Union Européenne au travers du Règlement (UE) 2022/1854 du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie. Ce règlement vise notamment à capter une partie de la rente infra-marginale générée par la hausse des prix de l'énergie. Le texte a été transcrit de manière très diversifiée dans les Etats membres eu égard au champ et à la durée d'adoption, aux modalités de calcul et aux plafonds applicables par technologies, aux discussions sur le plafonnement du prix du gaz en Europe et sur la revue du marché de l'électricité avec le dispositif ARENH en France (dont une évolution est attendue avec la réorganisation d'EDF).

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : STABLE

Le Groupe interagit avec les différents régulateurs nationaux afin d'assurer une meilleure cohérence entre les projets de réglementation et leurs objectifs et dans le but de les alerter sur des problématiques concrètes de mise en œuvre.

Ainsi, après l'adoption du Règlement (UE) 2022/1854 du 6 octobre 2022, le Groupe est en particulier intervenu auprès des autorités en France, en Belgique et en Italie en vue d' une transcription équilibrée du Règlement. Des actions plus ciblées sont mises en place dans certains Etats membres ayant appliqué des mesures manifestement discriminatoires à l'égard du Groupe (exemples : Italie, Belgique).

La situation est cependant particulièrement volatile, et on ne peut pas exclure que le mécanisme de captation de la rente inframarginale ne soit étendu dans le temps et/ou modifié, à travers le Règlement européen et/ou unilatéralement par des Etats membres. Certaines mesures de protection des consommateurs apparaissent encore (exemple : mesures en faveur des Très Petites Entreprises non éligibles aux TRV électricité réclamées aux fournisseurs par le Gouvernement en France).

Le Groupe suit également de près les premières réflexions sur la réforme du *market design* de l'électricité, annoncée pour 2023, et qui peut avoir un effet significatif sur les acteurs européens de l'énergie.

2.2.1.3 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

Criticité :

Le Groupe est exposé aux 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 brésilienne pourrait annoncer de nouvelles initiatives en ligne avec une modernisation du *design* du marché de l'électricité. Cela permettrait d'ouvrir le marché à la concurrence, d'améliorer son fonctionnement et d'assurer les investissements nécessaires dans les infrastructures du pays.

Le Brésil représente 3% du chiffre d'affaires du Groupe. ENGIE investit dans les activités de transport de gaz, via sa filiale TAG, et d'électricité (construction des lignes de transmission Gralha Azul et Novo Estado). Les activités de Gralha Azul, Novo Estado et TAG sont régulées.

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 du cadre et des recommandations de cette nouvelle 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. A ce jour, le principal risque est lié au projet de *bypass* du système de transport (connexion directe de sources d'énergies aux distributeurs locaux d'énergie ou aux consommateurs finaux). Ce projet pourrait réduire les capacités des gaz transportés, conduisant à une augmentation des tarifs et risquant d'amplifier les demandes de *bypass*.

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 (voir la Note 23.5.2 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés). 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.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : STABLE

Grâce à sa présence en France et à l'international, le Groupe dispose d'une grande expérience en matière de *design* de marché. 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 *design* de marché. 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.

À ce jour, dans l'activité de transport, l'objectif est d'éviter les différents projets de *bypass* et d'obtenir une définition claire des règles juridiques de la nouvelle loi.

Pour cela, TAG et le Groupe prennent part au débat public auprès des différentes parties prenantes et suivent de près les évolutions réglementaires et la mise en place du cadre légal de la nouvelle loi que ce soit au niveau fédéral ou au niveau local.

En outre, afin d'accélérer le processus d'ouverture du marché et comme la publication de ce cadre légal prend du retard, TAG a proposé des solutions à la National Regulatory Agency.

En ce qui concerne les aspects fiscaux, une loi a été promulguée après l'ouverture du marché. Cette réglementation vise à désigner les opérations de transport de gaz et ses impacts fiscaux (surtout TVA). Il est attendu que la loi soit améliorée afin de répondre aux enjeux du nouveau marché et aux opérations. Des propositions sont actuellement discutées au sein d'associations professionnelles du secteur avec les différentes parties prenantes au niveau fédéral et étatique.

2.2.1.4 Risque sur la sécurité d'approvisionnement en gaz pour l'hiver 2023/2024 en Europe

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité : 	**Tendance du risque :** NOUVEAU
Dans le contexte géopolitique 2022 induit par le conflit entre la Russie et l'Ukraine, les risques d'actes de malveillance sur le patrimoine matériel du Groupe se sont accrus que ce soit au travers des actes de sabotage sur les infrastructures ou d'attaques via des logiciels malveillants. Les sanctions européennes contre la Russie pourraient s'accroître jusqu'à une situation d'embargo sur les exportations de gaz provenant de Russie vers l'Europe. La sécurité d'approvisionnement en gaz en Europe pourrait être impactée par ces risques et plus spécifiquement, exposer le Groupe à des difficultés à atteindre les niveaux de stockages requis ou à une sursollicitation de ses installations de regazéification ou de stockage.	Il est rappelé que le Groupe met en œuvre une politique de protection du patrimoine matériel : les sites sensibles font l'objet de mesures de protection adaptées au contexte local et révisées selon l'état de la menace. 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. Afin de remplir les engagements de l'hiver 2023/2024 en matière d'approvisionnement, le Groupe a contracté des volumes supplémentaires, diversifié ses sources d'approvisionnement, notamment via une hausse des volumes de Gaz Naturel Liquéfié (GNL), et continue de travailler dans le but de remplacer les quantités de gaz provenant de Russie. Par ailleurs, les terminaux méthaniers du Groupe tournent à des niveaux records depuis le début de l'année et ont commercialisé des capacités de déchargements supplémentaires pour faire face à la situation. En outre, les conditions de commercialisation des capacités de stockage ont été assouplies par les régulateurs pour faciliter le remplissage et le Groupe accélère sa croissance dans les gaz verts, en particulier le biométhane. Toutes ces mesures générant une hausse d'activité sans précédent à l'échelle du Groupe sont réalisées dans le respect des standards et référentiels de sécurité industrielle des sites. ENGIE participe également activement aux discussions sur les mesures gouvernementales qui sont envisagées en Europe.

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. Le risque d'adaptation des *business models* induite par la transition énergétique dans un contexte de concurrence accrue sur certaines activités du Groupe est présenté en Section 2.2.3.1 et inclut le risque Place du Gaz dans le mix énergétique en France qui était détaillé dans la section 2.2.2.1 du Document d'enregistrement universel 2021.

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 17.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Les risques relatifs aux enjeux climatiques et environnementaux sont développés plus en détail dans le Chapitre 3 "Déclaration de performance extra-financière et informations RSE" - Section 3.1.3 Trajectoire Climat (en lien avec les recommandations TCFD - *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*) et 3.3.1 Principaux risques environnementaux.

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

DESCRIPTION

Criticité :

Les informations présentées ici et dans la Section 3.3.1 "Transition liée au 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_2 éq. 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.

La production hydro-électrique est la technologie la plus exposée. De fortes variations de production sont attendues à l'horizon 2050 dans certaines régions (de -18% à +10%, dans le cadre du scénario médian retenu). Une augmentation significative des variations infra-annuelles de production est également attendue.

À l'horizon 2050, les effets des risques chroniques sont cependant limités sur les productions solaire et éolienne.

Les impacts sont déjà visibles aujourd'hui : la sécheresse en France et au Portugal pendant l'été 2022 a eu un impact de 130 millions d'euros d'EBIT sur les comptes du Groupe.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : STABLE

(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 a élaboré une revue stratégique des impacts du changement climatique dans les pays où il est présent. Afin de mieux comprendre le changement climatique et ses impacts sur ENGIE, un partenariat a été établi avec l'Institut Pierre Simon Laplace afin de modéliser au plus juste les évolutions de production d'énergie à venir et l'impact des événements extrêmes sur l'ensemble des technologies du Groupe dans les différentes régions du monde. Ces analyses sont en cours d'intégration dans les dossiers d'investissement du Groupe afin d'appréhender en amont les impacts du changement climatique et de privilégier les technologies et zones géographiques les plus adaptées pour le développement du Groupe ;
- le Groupe élabore progressivement des plans d'adaptation afin de se préparer à une intensification des événements météorologiques extrêmes ;
- 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.

2.2.2.2 Risque d'adaptation des actifs industriels

DESCRIPTION

Criticité :

Au-delà des variations de production énergétique, le changement climatique a un impact direct sur l'intégrité des installations. En effet, l'augmentation des événements extrêmes peut impacter les activités du Groupe : dommages sur les installations, rupture d'approvisionnement, impacts sur la santé des collaborateurs ou réduction de la couverture assurantielle.

Le Brésil et l'Australie apparaissent comme les pays les plus exposés aux risques aigus, étant précisé que, pour le Brésil, compte tenu de la taille du pays, les risques se matérialisent différemment selon les régions. En revanche, les pays de l'Europe du Nord (Belgique, Pays-Bas, Allemagne) semblent les moins exposés aux risques chroniques et aigus. L'exposition est mesurée en cumulant les risques climatiques et la capacité relative de chaque pays à y faire face.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : NOUVEAU

La gestion opérationnelle du risque consiste en la mise en place de plans d'adaptation pour tous nos sites et nouveaux projets exposés au changement climatique.

Pour cela, le premier levier est l'intégration du risque physique au changement climatique dans le processus Groupe de suivi de risque (*Entreprise Risk Management*).

Après le développement d'une méthodologie de priorisation des sites en 2020 et la définition d'une liste de sites prioritaires (actualisée annuellement) depuis 2021, le Groupe a déployé un pilote en 2022 sur 28 sites prioritaires ainsi que des sites de GRTGaz et de GRDF, pour construire des plans d'adaptation face à quatre événements extrêmes (canicules, sécheresses, inondations et vents extrêmes).

En 2023, les travaux se focaliseront sur l'alignement de la méthodologie avec les exigences de la taxonomie européenne (voir Section 3.1.5) et la généralisation des plans d'adaptation aux quatre événements extrêmes considérés sur tous les sites prioritaires d'ENGIE.

2.2.3 RISQUES ÉCONOMIQUES ET CONCURRENTIELS

Par rapport à la Section 2.2.3 Risques économiques et concurrentiels du Document d'enregistrement universel 2021, le 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 n'apparait plus dans les risques critiques du Groupe.

Les risques relatifs aux enjeux environnementaux sont développés plus en détail dans le Chapitre 3 "Déclaration de performance extra-financière et informations RSE" (voir Section 3.3.1 Principaux risques environnementaux).

2.2.3.1 Risque d'adaptation des *business models* induite par la transition énergétique dans un contexte de concurrence accrue sur certaines activités du Groupe

DESCRIPTION

Criticité : 

La transition énergétique induit plusieurs changements dans les métiers où le Groupe opère : décentralisation de la production et vente d'énergie, émergence des technologies digitales et de la *smart energy* impactant la chaîne de valeur de l'électricité et du gaz, développement dans les activités de *trading* avec de nouveaux produits et marchés pour accompagner la décarbonation des clients, réglementations françaises en faveur de la décarbonation par une électrification renforcée. Sur ces différents marchés, la concurrence tend à s'intensifier avec des acteurs (compagnies pétrolières, etc.) de plus en plus actifs sur toute la chaîne de valeur.

En France, la stratégie dominante de la politique énergétique, qui ressort des réglementations énergétiques nationales adoptées (Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), Loi Énergie-Climat (LEC)) et la réglementation environnementale "RE2020", et qui vise la décarbonation par une électrification renforcée et rapide des usages, peut influer grandement sur le marché du gaz naturel. Cette vision emporte un certain nombre de risques, notamment 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) pourrait apporter des solutions adaptées, en particulier dans le contexte énergétique actuel.

Au sein d'autres zones géographiques (notamment aux Etats-Unis), la concurrence accrue dans les énergies renouvelables rendent les objectifs de développement plus difficiles à atteindre, notamment dans le cadre de tension accrue sur la chaine d'approvisionnement (voir Section 2.2.5.3 "Risque d'approvisionnement pour la construction de centrales d'énergies renouvelables). Cette concurrence a notamment été facilitée par l'Inflation Reduction Act (IRA) votée en août 2022 qui offre un support ambitieux au développement des énergies renouvelables, au profit des acteurs locaux.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : NOUVEAU

Concernant le développement des énergies renouvelables, et plus particulièrement aux Etats-Unis, zone géographique en croissance du Groupe, ENGIE renforce sa stratégie d'investissement, notamment via de la croissance externe (acquisitions récentes) et la sécurisation de sa chaine d'approvisionnement en panneaux solaires.

En aval, le Groupe 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.

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) dans plusieurs pays européens 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. Le Groupe se positionne comme précurseur au niveau des projets liés à l'hydrogène vert identifié comme une composante clé du futur mix énergétique français. Ces projets incluent tant la production à partir de l'électrolyse de l'eau, que le stockage avec des projets de conversions de cavités salines, que le transport de cette molécule (projets de reconversion d'infrastructures existantes afin de transporter l'hydrogène pur, amélioration des conditions d'injection dans les réseaux).

Par ailleurs, le Groupe entend rééquilibrer son portefeuille d'infrastructures en technologies (électricité via la construction et l'exploitation de lignes hautes tension) et en zones géographiques (développement hors Union Européenne vers des pays en croissance).

2.2.4 RISQUES FINANCIERS

Par rapport à la Section 2.2.4 Risques financiers du Document d'enregistrement universel 2021, il est rappelé que le risque de change est toujours un risque critique du Groupe mais non spécifique.

Le Groupe est exposé au risque de change, défini 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. Ce risque étant générique à l'activité d'un Groupe implanté dans différents pays, il n'est pas détaillé dans le présent chapitre mais reste néanmoins de criticité élevée. 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 15.1.3. et la Note 15.1.4 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 fait l'objet d'une couverture systématique dès lors que ce risque est matériel et quasi certain ou d'une couverture au cas par cas lors de l'instruction des dossiers d'investissement. 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.

Le risque sur le rendement des montants de provision investis par Synatom en vue du démantèlement nucléaire et de la gestion du combustible usé est traité dans le paragraphe dédié sur les risques liés aux activités nucléaires en Section 2.2.7.

Le risque fiscal spécifique aux activités d'ENGIE est traité dans le risque 2.2.1.2 Risque d'intervention des États face à la forte augmentation des prix de l'énergie.

2.2.4.1 Risque de marché sur matières premières

DESCRIPTION

Criticité : 

Le Groupe est principalement exposé à deux types de risques de marché sur les matières premières énergie : 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) principalement en Europe (Belgique, France, Espagne, Italie, Pays-Bas, Royaume-Uni, etc.), aux Etats Unis, en Australie et en Amérique du Sud (Brésil, Chili, etc.). Le Groupe est exposé à ces risques, en particulier sur le gaz, l'électricité y compris les certificats de capacités (CRM - *Capacity Remuneration Mechanism*), le CO_2 et d'autres produits verts ou blancs liés à la transition énergétique (Garanties d'Origine ou certificats verts, CEE-certificats d'économie d'énergie) (voir Note 15.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés").

L'exposition au risque de prix se concentre sur les 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. Les activités de commercialisation d'électricité ou de gaz font l'objet de couverture au plus près des ventes pour limiter les risques de prix et de volume.

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, de l'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), des *DrawDowns* et des *stress tests* (voir Note 15.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés").

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : STABLE

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, de contrepartie et de liquidité associée aux appels de marge ;
- une centralisation des activités de marché au sein de l'entité GEMS ; et
- une filière de contrôle spécifique coordonnée par la Direction Financière.

Une partie des activités de production d'électricité, notamment hors Europe, est assurée par des contrats de vente d'électricité à long terme appelés *Power Purchase Agreements* (PPA) et complétée par des Corporate PPAs dans les activités de production d'électricité renouvelable.

Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

Pour faire face à l'importante volatilité des appels de marge (mécanisme imposé pour gérer le risque de contrepartie), le Groupe a renforcé significativement son dispositif de pilotage de ces appels de marge et a notamment développé des instruments visant à réduire la volatilité induite.

2.2.4.2 Risque sur le financement des pensions de retraite

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité : 	**Tendance du risque :** STABLE
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 18 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. 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 sous le régime social des Industries Électriques et Gazières (IEG) pendant la période de retraite dont la valeur pourrait être revue à la hausse dans un contexte de prix de l'énergie élevés. 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 2022, les fonds affichent pour la plupart une performance négative du fait de la baisse des marchés obligataires et actions dans un contexte de remontée des taux, de retour de l'inflation et de tensions géopolitiques.	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 du régime spécial des IEG en France 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.

2.2.4.3 Risque de contrepartie

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité : 	**Tendance du risque :** STABLE
Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) – voir Note 15.2 de la 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. La détérioration actuelle de l'environnement économique mondial, la flambée historique des prix de l'énergie et le conflit entre la Russie et l'Ukraine ont augmenté ce risque. 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. Enfin, la hausse constatée du risque de défaillance de nos contreparties a incité le Groupe à renforcer son suivi des recouvrements et à prendre en compte, dans l'évaluation de ses pertes de crédit attendues, des informations prospectives qui reflètent au mieux la situation dans un certain nombre de secteurs économiques considérés comme les plus critiques.

2.2.5 RISQUES OPÉRATIONNELS

Par rapport au chapitre Facteurs de risque du Document d'enregistrement universel 2021, la présente section Risques opérationnels regroupe les anciennes catégories de "Risques industriels" (hors risque nucléaire traités en 2.2.7.1) et les "Autres risques opérationnels".

Les risques suivants ne sont pas détaillés dans le Document d'enregistrement universel 2022 :

- risques portant sur la réalisation de grands projets : le Groupe intervient en tant que maître d'ouvrage sur différents projets de construction ou de démantèlement d'actifs industriels (infrastructures gazières ou électriques, de production ou de stockage) dont la rentabilité dépend de la maîtrise des coûts et des délais de construction, de la performance opérationnelle, de phénomènes exogènes (événements naturels, 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. Le contexte inflationniste a mis en tension ces projets en 2022 et ce risque continue à être suivi par le Groupe notamment au travers d'une équipe dédiée qui pilote les projets d'un montant supérieur à 30 millions d'euros. Ce risque n'est pas détaillé dans le présent chapitre étant donné qu'il demeure générique d'une activité d'énergéticien ;
- acquisition et intégration : le Groupe a poursuivi en 2022 des cessions importantes ainsi que des projets d'acquisition mais de moindre ampleur que par le passé ;
- risque d'acte de malveillance sur les patrimoines matériels et immatériels : ce risque est traité au travers de différents risques notamment le Risque sur la sécurité d'approvisionnement en gaz pour l'hiver 2023/2024 en Europe présenté dans la Section 2.2.1.4.

2.2.5.1 Cybersécurité

DESCRIPTION

Criticité : 

L'utilisation de technologies modernes (objets connectés, mobilité, cloud, analyse des données, intelligence artificielle, etc.) expose le Groupe à des menaces de cyber-attaques. La digitalisation des processus administratifs comme du pilotage des moyens de production énergétique, de supervision des services à l'énergie ou des infrastructures gazières pourrait conduire en cas de cyber-attaque à des risques d'interruption de service ou de perte de productivité, assortis d'un possible impact réputationnel et d'éventuelles amendes ou pénalités contractuelles.

Le risque cybersécurité regroupe une série d'événements redoutés tels que les attaques par rançongiciel (extorsion), le cybersabotage de systèmes de contrôle industriels, le vol de données à caractère personnel (par exemple de clients) ou d'informations sensibles.

Si ENGIE a effectivement constaté, comme toutes les autres entreprises et collectivités, une augmentation des tentatives de cyber-attaques depuis le début de la crise Covid-19, le Groupe était bien préparé au télétravail par son approche "*cloud first*" et n'a pas particulièrement souffert de cette augmentation grâce à un bon niveau de cybersécurité sur ses infrastructures informatiques.

En 2022 dans un contexte de conflit entre la Russie et l'Ukraine et de crise énergétique, le risque d'attaque cyber contre le secteur de l'énergie a augmenté d'après l'Agence Nationale française de Sécurité des Systèmes d'Information (ANSSI). Chez ENGIE le nombre de tentatives de cyber-attaques, y compris contre les actifs industriels, est resté relativement stable. Une augmentation des tentatives d'hameçonnage *(phishing)* a cependant été constatée.

Le développement continu de la digitalisation du Groupe, l'intégration de nouvelles entités ou la création de *Joint-Ventures,* ainsi que la limitation des couvertures de cyber-assurances disponibles, pourraient également contribuer à l'augmentation sensible de ce risque et ce malgré les progrès constants réalisés par ENGIE en matière de cybersécurité.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : STABLE

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 industrielles) et de la détection des incidents. Il agit au niveau mondial et est opéré conjointement avec la société Thalès ; sa couverture suit notamment les évolutions et contraintes réglementaires du Groupe ;
- d'une équipe de réponse aux incidents cyber (CERT) garante de la bonne réaction aux cyber-attaques au sein du Groupe et de l'interaction avec les organisations partenaires ou gouvernementales 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 du Covid-19 tout en permettant la continuité des opérations ;
- de dispositifs de prévention d'intrusion sur ses réseaux et systèmes y compris dans le cloud, ainsi que de chiffrement de ses données sensibles ;
- d'un programme de sensibilisation aux risques cyber incluant une formation obligatoire aux bonnes pratiques de cybersécurité pour tous les employés ;
- d'une cyber-assurance.

Pour se conformer aux réglementations (exemples : 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 des dispositifs spécifiques de réponse à cyber-incident et 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).*

2.2.5.2 Risque d'accident industriel

DESCRIPTION

Criticité : 

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 avec un fort impact potentiel sur sa réputation. 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".

Les risques d'accident industriel peuvent découler, par exemple, d'incidents d'exploitation, de défauts de conception ou de construction, 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.

À ce jour, la crise ukrainienne et ses conséquences sur le marché de l'énergie n'a pas eu d'impact sur la sécurité industrielle des installations exploitées par le Groupe.

L'exploitation de l'ensemble des actifs industriels s'est poursuivie en maîtrisant les risques associés et en redoublant de vigilance quant au risque de cyber-attaques sur les systèmes de contrôle industriel ou aux risques liés à de potentielles actions de malveillance sur les installations du Groupe.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : STABLE

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").

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

2.2.5.3 Risque d'approvisionnement pour la construction de centrales d'énergies renouvelables

DESCRIPTION

Criticité : 

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.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : STABLE

Le Groupe développe différentes stratégies afin de limiter sa dépendance envers les fournisseurs clés et les risques sur la chaîne d'approvisionnement :

- 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 Etats-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 un horizon à 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 fournisseurs clé du Groupe font l'objet d'un monitoring par le partenaire EcoVadis. L'évaluation régulière des dimensions éthique, environnement, achats durables, travail et droits humains assure un monitoring des fournisseurs. Cette évaluation est prise en compte lors de la sélection des nouveaux fournisseurs ;
- enfin, ENGIE participe à plusieurs initiatives sectorielles dans le domaine solaire et éolien pour partager et améliorer ses pratiques de gestion des risques.

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 dès 2020, un plan d'action spécifique de vigilance approfondie pour identifier et gérer ces risques. 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. Ce plan d'action a été reconduit en 2022 pour le solaire et étendu à la catégorie d'achat "éoliennes" pour les nouveaux fournisseurs chinois. Les principales mesures mises en place incluent :

- des *due diligence* approfondies sur les fournisseurs réalisées par des experts indépendants ;
- 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 ;
- des ruptures de contrat en cas de violation par les fournisseurs de leurs obligations. A ce titre, chaque fournisseur garantit contractuellement qu'il respecte les réglementations locales et internationales relatives au travail forcé de l'approvisionnement en matières premières à la livraison du produit.

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 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" et ne sont pas détaillés dans la présente section s'ils ne présentent pas de caractère spécifique à l'activité d'ENGIE. Cela concerne notamment les risques éthiques et le risque de réputation. Il est à noter que le risque 2021 de "sûreté et sécurité des personnes (terrorisme, criminalité, contestation sociale, etc.)" présenté dans la Section 2.2.7.4 du Document d'enregistrement universel 2021 est dorénavant couvert par différents risques (opérationnels ou sociaux et sociétaux).

2.2.6.1 Risques liés aux ressources humaines

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité : 	**Tendance du risque :** STABLE
La démarche d'analyse des risques liés aux ressources humaines révèle deux principaux risques : **Risque de perte de compétences et de talents, de *turnover* accru :** Dans un contexte de tension sur le marché de l'emploi, les difficultés de recrutement et de maintien des ressources nécessaires aux activités (notamment sur les filières techniques) sont croissantes. Ce marché est caractérisé par une plus forte attractivité du secteur pétrolier et gazier qui se traduit par une compétition accrue en termes de "marque employeur" entre les différents acteurs. Sur certains secteurs émergents (hydrogène, renouvelables, etc.), cette concurrence est exacerbée, la main-d'œuvre expérimentée restant rare. De plus, la déprioritisation de certains marchés et zones géographiques dans le cadre du déploiement de la nouvelle stratégie du Groupe, favorise également le départ prématuré de collaborateurs. **Risques psychosociaux liés à la transformation du Groupe :** La réorganisation du Groupe lancée en 2021 et poursuivie en 2022 exacerbe les risques psychosociaux. Au travers de son enquête annuelle *ENGIE&ME*, le Groupe constate notamment un sentiment de faible implication des salariés dans les processus de prise de décision, un manque de visibilité de ceux-ci sur l'avenir du Groupe et un équilibre vie professionnelle / vie privée à améliorer. Voir la Section 2.2.6.2 Risques santé et sécurité au travail.	**Risque de perte de compétences et de talents, de *turnover* accru :** Le Groupe s'engage sur les actions suivantes : • optimiser les processus de recrutement (digitalisation, réduction des interfaces et des délais *Time to staff*, etc.) ; • développer l'apprentissage comme voie d'excellence pour accéder à ses métiers d'avenir en réponse à 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 et de "L'Académie des métiers de la transition énergétique et climatique" ; • donner l'opportunité à chaque salarié de pouvoir se former chaque année sur les compétences clés de son activité ; • améliorer le *leadership* des managers, déploiement des Engie *Ways of Leading*, pour mieux rendre les collaborateurs acteurs de la transformation du Groupe ; • développer des plans de carrière engageants et développant ; • favoriser la mobilité interne dans les zones géographiques d'ENGIE. **Risques psychosociaux liés à la transformation du Groupe :** En sus des mesures mentionnées dans la Section 2.2.6.2 Risques santé et sécurité au travail, le Groupe met en place des mesures d'accompagnement des personnes dont l'emploi est supprimé et un accompagnement dédié à la mobilité pour les personnes dont les compétences ne sont plus en adéquation avec les besoins. Le Groupe déploie des actions de conduite du changement à tous les niveaux de l'organisation afin de poursuivre la réorganisation du Groupe et de déployer la stratégie. Enfin, le Groupe continue de s'adapter aux nouveaux modes de travail (télétravail, aménagement des espaces de travail, etc.) afin de répondre aux besoins des salariés.

2.2.6.2 Risque santé et sécurité au travail

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité :  Le Groupe a la volonté d'éradiquer les accidents graves et mortels 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 psychosociaux.	**Tendance du risque :** STABLE La Direction Générale du Groupe a décidé, suite aux accidents qui se sont produits en 2021, la mise en œuvre d'un vaste plan de transformation appelé ENGIE *One Safety*, axé sur le renforcement de la culture sécurité, le *leadership* des managers, l'engagement et la vigilance de chacun à protéger sa vie et celles des autres. Ce plan de transformation repose notamment sur une évaluation approfondie de la culture santé-sécurité des employés et des sous-traitants menée au début de l'année 2022 par un cabinet d'expertise spécialisé. Ce plan de transformation intègre le renforcement des règles de sécurité définies par le Groupe. Il comprend également la définition d'un nouveau programme de formation et de coaching dédié à l'ensemble des managers opérationnels. Ce programme est destiné à améliorer l'efficacité des rituels managériaux de sécurité, tels que les visites de sécurité, de façon à promouvoir un comportement de sécurité adapté des collaborateurs et sous-traitants face aux risques. Cette formation innovante a été testée en 2022 sur plusieurs entités pilotes, de façon à pouvoir l'adapter au mieux aux spécificités du Groupe pour un déploiement plus large. Par ailleurs le Groupe a déployé une vaste campagne de prévention dédiée aux risques électriques, une des causes majeures d'accidents graves et mortels au sein du Groupe. Il a également lancé une campagne de sensibilisation d'envergure pour renforcer la culture en matière de santé-sécurité de tous les collaborateurs du Groupe et rappeler en particulier l'importance de respecter les Règles Qui Sauvent. Les différentes dispositions mises en place sont décrites en Section 3.4.7 "Politique de santé-sécurité".

2.2.7 RISQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS NUCLÉAIRES

En Belgique, Electrabel, filiale du Groupe, détient et exploite sept réacteurs nucléaires à eau pressurisée répartis sur deux sites de production, Doel et Tihange. Parmi ce parc, deux réacteurs, Doel 3 et Tihange 2 ont été définitivement mis à l'arrêt respectivement le 23 septembre 2022 et le 31 janvier 2023.

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. Ces activités sont sujettes à plusieurs types de risques, que ce soit au niveau réglementaire et politique, au niveau opérationnel tant pour l'exploitation maintenance que le démantèlement de centrales, au niveau financier et aussi d'un point de vue des risques sociaux et sociétaux.

2.2.7.1 Risques industriels liés aux activités nucléaires

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité :  En premier lieu, les activités nucléaires sont sujettes à un risque de hausse des coûts au titre du **traitement et du stockage des différentes catégories de déchets radioactifs** en fonction des exigences techniques de l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et matières fissiles enrichies). L'ONDRAF pourrait appliquer des critères d'acceptation plus stricts pour les déchets faiblement ou moyennement radioactifs de courte durée de vie (Catégorie A). Par le passé, les déchets de Catégorie A ont été conditionnés en respectant les critères d'acceptation de l'époque. 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.	**Tendance du risque :** STABLE **Concernant le traitement des déchets :** • 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.

DESCRIPTION

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 la connaissance du Groupe.

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. Les procédés de conditionnement de ces 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.

En second lieu, 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 2020–2022 et les principaux indicateurs sont en bonne progression.

La disponibilité du parc de production nucléaire à fin décembre 2022 s'établit à 84%, correspondant à une production de 41,6 TWh. La disponibilité du parc de production nucléaire s'établissait en 2021 à 92%. Elle fut une année spécifique en termes de disponibilité avec un niveau inégalé depuis l'année 2000.

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.

Enfin, 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.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Concernant le risque d'indisponibilité du parc :

- 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.

Concernant la sécurité des installations et la sûreté nucléaire, Electrabel a mis en œuvre un dispositif de contrôle interne et industriel 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 ;
- le dispositif s'appuie 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

2.2.7.2 Risques réglementaires et financiers liés aux activités nucléaires

Au regard des risques de sécurité d'approvisionnement de la Belgique et du rapprochement de la date d'arrêt prévue des unités nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, le "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" n'apparait plus dans les risques critiques du Groupe. Le Groupe continue de collaborer avec l'État belge dans le cadre du processus de régularisation.

DESCRIPTION

Criticité :

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.

Compte tenu d'un ensemble d'évolutions du marché du combustible nucléaire, la société de provisionnement nucléaire a proposé que le scénario de retraitement partiel du combustible afin de permettre le traitement notamment du MOX historiquement utilisé dans les centrales Belges, ne pouvait plus être le scénario de référence. La Commission des Provisions Nucléaires a confirmé ce scénario. Contrairement aux évaluations précédentes, le scénario de référence retenu n'intègre plus le coût d'un contrat de retraitement ni les marges pour aléas associées mais intègre une hypothèse d'évacuation directe du MOX en stockage en profondeur. Si les circonstances venaient à changer, le calcul des coûts pourrait être revu. 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 17.2 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 2022 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 2025. 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.

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 17.2.4 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.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : STABLE

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.

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.

2.3 PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE

2.3.1 OBJECTIFS DU CONTRÔLE INTERNE

2.3.1.1 Cadre légal d'application

Le contrôle interne d'ENGIE s'inscrit dans le cadre de la Loi de Sécurité Financière promulguée le 1er août 2003 et s'appuie sur le référentiel COSO II *(Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission)* et le cadre de référence de l'AMF. Il est encadré par une Politique Groupe qui précise, au regard du cadre réglementaire applicable, les attentes et les objectifs de la fonction Contrôle interne.

2.3.1.2 Objectifs du contrôle interne

Le contrôle interne d'ENGIE a pour objectif de fournir une assurance raisonnable quant à la maîtrise des activités au regard des objectifs suivants :

- la réalisation adéquate et l'optimisation des opérations ;
- la fiabilité de l'information financière ; et
- la conformité aux lois et réglementations ainsi qu'aux instructions et orientations fixées par la Direction Générale.

À ce titre, le dispositif de contrôle interne d'ENGIE veille à s'adapter en permanence afin de tenir compte des enjeux auxquels le Groupe fait face tant au regard des évolutions constantes de la réglementation, de la transformation de son organisation et le développement de nouveaux métiers, ou encore du développement du numérique, source de nouveaux risques opérationnels mais aussi d'opportunités.

2.3.2 L'ORGANISATION ET LES ACTEURS DU CONTRÔLE INTERNE

2.3.2.1 L'organisation du contrôle interne

Le Groupe ENGIE s'est doté d'un programme de pilotage du contrôle interne nommé "INCOME" (***IN****ternal* ***CO****ntrol* ***M****anagement and* ***E****fficiency*) dont le déploiement est effectué en fonction des risques et enjeux managériaux des activités.

Le contrôle interne est en premier lieu une responsabilité managériale qui s'applique à tous les niveaux du Groupe, de sorte que chaque dirigeant, en tant que "première ligne de maîtrise", est responsable de la conception d'un dispositif de contrôle interne approprié et de la supervision de son efficacité.

À ce titre, les entités, pays et régions ont leurs propres contrôleurs internes, respectivement de premier et second niveau, chargés de piloter le déploiement du dispositif de contrôle interne sur leur périmètre respectif ; ils agissent à ce niveau en appui au management et ont un rattachement matricé entre la fonction Contrôle interne (fonctionnel) et le management local (hiérarchique).

Rattachée à la Direction Financière, la Direction du Contrôle Interne a une responsabilité globale et transverse sur le domaine, avec pour missions principales de maintenir à jour la Politique Groupe de Contrôle interne et le "cadre de référence" du programme, d'assurer une supervision directe ou indirecte des actions de la fonction Contrôle interne au sein du Groupe, et d'animer et coordonner le dispositif en tant que partie-prenante de la "seconde ligne de maîtrise" avec les autres fonctions (voir Section 2.3.2.3.3).

La fonction contrôle interne est constituée de l'ensemble de ces éléments.

2.3.2.2 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. La standardisation des applications métiers et la sécurisation des systèmes de contrôle industriel (ICS) sont pilotées sous la responsabilité des *Global Business Unit* (GBU). Les Régions et entités sont responsables de la sécurisation et de la résilience de leur SI et ICS sous le contrôle des GBU et la DDSI. La DDSI pilote les actions de sécurisation transverses y compris de sensibilisation ainsi que le raccordement des SI et sites industriels à la plateforme de supervision de cybersécurité du Groupe (*Global Security Operations Center*).

2.3.2.2.3 Politiques et normes internes

Les Directions fonctionnelles mettent en place et diffusent des Politiques Groupe qui ont pour objectif de définir, selon le domaine concerné, les principales dispositions applicables à tous les niveaux de l'organisation, en ligne avec les objectifs et les valeurs d'ENGIE.

De façon systématique, le dispositif de contrôle interne d'ENGIE fait référence à ces Politiques dans la constitution de son cadre de référence, au regard notamment de l'objectif de conformité visé.

Des décisions, normes et procédures définissant les modes de fonctionnement du Groupe complètent ces Politiques.

À ce titre, 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 pour sa part met à disposition de l'ensemble des collaborateurs :

- la Politique de Contrôle Interne Groupe complétée par un guide méthodologique auquel les entités doivent se référer, de nature à les aider dans la définition, l'évaluation et le pilotage d'un dispositif de contrôle interne adapté à la nature de leurs activités ;

- des référentiels de contrôle interne conçus en collaboration étroite avec les Directions fonctionnelles (voir la Section 2.3.2.3.3 "La deuxième ligne de maîtrise"), qui détaillent les risques inhérents aux activités des domaines concernés et les contrôles clés conçus pour les maîtriser ;
- des outils d'évaluation de l'environnement général de contrôle et de la maitrise du risque de fraude, ainsi que des guides pratiques portant sur les sujets transverses que sont la séparation des tâches, la gestion des habilitations et des droits d'accès aux systèmes d'information, la protection du patrimoine matériel et immatériel, le rôle des Administrateurs représentant le Groupe dans les entités détenues.

L'ensemble de ces Politiques, normes et procédures est mis à disposition sur l'intranet du Groupe.

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 Comité Exécutif 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. En se référant au cadre de référence défini par le Groupe, ils veillent à la mise en œuvre des activités de contrôle, analysent les résultats, corrigent les déficiences et améliorent 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.

2.3.2.3.3 La deuxième ligne de maîtrise

Elle est organisée en filières pilotées par les Directions Corporate du Groupe. Au-delà de la Direction du Contrôle Interne dont les missions ont été décrites ci-dessus dans la Section 2.3.2.1, les Directions suivantes constituent les principales parties-prenantes de la deuxième ligne de maîtrise.

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

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 RSE environnementale des différentes composantes du Groupe, suit la réalisation des objectifs RSE 2030 et réalise le *reporting* environnemental réglementaire.

La Direction Achats Groupe définit les principes et règles de la Charte et de la Gouvernance Achats. Des contrôles internes sont définis pour couvrir l'ensemble des processus Achats, de la qualification des fournisseurs jusqu'au paiement de la facture finale.

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, Éthique et *Compliance* assure le pilotage de la filière juridique, l'encadrement juridique des activités du Groupe. La Direction Éthique, *Compliance & Privacy,* qui lui est rattachée, pilote la filière éthique et s'assure du respect des principes éthiques.

La Direction des Ressources Humaines du Groupe fixe le cadre et l'ensemble des règles visant à garantir le respect des législations locales, la conformité des pratiques de gestion des ressources humaines par rapport aux engagements sociaux et sociétaux du Groupe, en matière d'emploi, de diversité et inclusion, de respect des droits humains, de santé et de sécurité, de confidentialité et d'intégrité des données.

La Direction Transformation & Géographies est responsable de la supervision du Transformation Office, de la Direction Santé Sécurité et du Département Opérationnel des Projets. Elle gère également les hubs Régionaux de la plateforme géographique du Groupe, ainsi que l'organisation Global Business Support en charge des centres de services partagés du Groupe.

Au sein de la Direction Transformation & Géographies, (i) la Direction Transformation Office est en charge de superviser et piloter les projets de transformation du Groupe, (ii) la Direction Santé Sécurité du Groupe est en charge des activités de niveau Groupe relatives à la santé et la sécurité des personnes et à la sécurité industrielle au regard des objectifs que le Groupe se fixe dans ces domaines (*No Life at Risk – No Mind at Risk –No Asset at Risk*) et relatives à la gestion de crise, et (iii) la Direction Opérationnelle des Projets assure un rôle de supervision et d'accompagnement des projets industriels du Groupe.

La Direction Digital et des Systèmes d'Information (DDSI) définit les contrôles internes relatifs à la gestion des systèmes d'information et à leur sécurisation, aussi bien pour les systèmes de gestion que pour les systèmes industriels (ICS). Des contrôles réguliers sont réalisés sur les systèmes (tests d'intrusions), sur site (contrôles ICS), ou au travers d'indicateurs de risques internes ou externes. 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 sous le contrôle des propriétaires des applications sensibles.

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 Interne intervient dans l'ensemble du Groupe selon un plan d'audit annuel élaboré à partir de l'analyse des risques et d'entretiens avec les dirigeants fonctionnels et opérationnels.

Ce plan peut être enrichi à la demande du Comité Exécutif en fonction des priorités du Groupe.

Présenté pour approbation au Comité d'Audit, le plan est conçu afin de couvrir les risques et enjeux majeurs du Groupe qu'il est en mesure d'adresser et permet de vérifier la maîtrise des activités.

L'Audit Interne présente ses conclusions au Comité d'Audit, au Comité Exécutif du Groupe et aux dirigeants des GBU. Il rend compte au Comité d'Audit des principaux constats et de l'avancement des plans d'action associés.

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 *Financial Planning & Analysis* 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 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 Processus et Systèmes financiers est une activité régalienne au niveau du Corporate pour la stratégie processus et SI de la Fonction Finance, ainsi que pour la détermination et le pilotage des politiques, normes et standards de processus et 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 Direction Processus et Systèmes financiers 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, La Direction *Financial Planning & Analysis* 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 *Financial Planning & Analysis*** 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 *Financial Planning & Analysis*** 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 PILOTAGE DU CONTRÔLE INTERNE

Le management joue un rôle essentiel dans le pilotage du dispositif de contrôle interne selon un cycle généralement annuel en s'assurant, au regard de la notion d'assurance raisonnable, qu'il reste adapté aux enjeux et aux risques de son périmètre de responsabilité. Dans le cadre du programme de Contrôle Interne du Groupe et de ses principes méthodologiques, il veille à la réalisation des cinq actions suivantes :

- l'analyse de l'environnement général de contrôle ;
- l'évaluation des risques de dysfonctionnement des processus ;
- la conception ou la mise à jour des contrôles jugés adaptés ;
- l'évaluation régulière de l'efficacité des dispositifs en place et la mise en œuvre potentielle d'actions correctrices dans une logique d'amélioration continue ;
- la communication et l'engagement à tous les niveaux.

Pour l'ensemble de ces actions, le Groupe met à disposition des entités des outils que les entités utilisent et adaptent selon leurs enjeux.

S'agissant plus particulièrement de l'évaluation de l'efficacité des dispositifs en place (point ci-dessus), le Groupe a poursuivi en 2022 l'initiative portant sur le développement et le déploiement de contrôles automatisés au travers de l'exploitation des données disponibles dans les processus à caractère transactionnel afin de contribuer à la maîtrise des risques de non-conformité (par exemple, le respect des mesures d'Embargo ou de la règlementation relative aux délais de paiement).

Plusieurs dizaines de contrôles sont ainsi automatisés à ce jour essentiellement sur le domaine des achats, mais aussi ceux des ventes et de la fiscalité. Les éléments issus de la mise en œuvre de ces contrôles automatisés et leur suivi font partie de la documentation en appui des résultats d'évaluation des contrôles.

Pour les périmètres d'ores et déjà bénéficiaires du déploiement de cette solution, **les bénéfices retirés** de la mise en œuvre de tels contrôles concernent :

- **le degré de couverture** au travers de la possibilité de traiter l'ensemble des données versus une approche par échantillonnage par nature plus limitée ;
- **le support apporté aux responsables opérationnels** dans leurs actions pour améliorer de façon continue le fonctionnement des processus concernés et la qualité des données au travers de la mise à disposition de listes d'anomalies à traiter ainsi que d'indicateurs et de tableaux de bord facilitant le suivi des actions ;
- **la traçabilité des contrôles**, grâce à un partage de leurs résultats à tous les niveaux de l'organisation permettant aux Directions fonctionnelles impliquées de piloter de façon plus précise le dispositif de contrôle interne pour les activités de contrôle ainsi automatisées.

La solution ayant démontré sa valeur ajoutée en termes d'amélioration de couverture des risques portés par les activités traitées en ce qu'elle vient utilement compléter le dispositif de contrôle interne existant en le digitalisant, le Groupe a pour ambition de continuer d'investir dans cette solution afin d'en étendre à la fois le périmètre de déploiement et la nature des domaines ciblés.

Au regard de la notion d'engagement (point ci-dessus), la responsabilité du management est formalisée par l'établissement et la signature d'une lettre d'attestation annuelle qui exprime l'opinion du dirigeant quant à l'efficacité du dispositif de contrôle interne sur son périmètre de responsabilité en y joignant les plans d'actions significatifs jugés adéquats pour remédier aux faiblesses relevées.

Cet engagement est décliné tout au long de la chaine managériale de manière à apporter à la Direction Générale et au Comité d'Audit d'ENGIE une assurance raisonnable quant au déploiement et à l'efficacité de son dispositif de contrôle interne.

3

DÉCLARATION DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE ET INFORMATIONS RSE

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 66
- 3.1.1 Politique et gouvernance RSE 66
- 3.1.2 Objectifs RSE 2030 66
- 3.1.3 Trajectoire Climat (en lien avec les recommandations TCFD : Task Force on Climate-related Financial Disclosures) 67
- 3.1.4 Certification Science-Based Targets 68
- 3.1.5 Taxonomie européenne 68

3.2 Modèle d'affaires 86

3.3 Analyse des principaux enjeux et risques RSE 88
- 3.3.1 Principaux risques environnementaux 93
- 3.3.2 Principaux risques sociétaux 95
- 3.3.3 Principaux risques sociaux 96
- 3.3.4 Principaux risques de gouvernance 98

3.4 Informations sociales 99
- 3.4.1 Données sociales 100
- 3.4.2 Culture et engagement 101
- 3.4.3 Les politiques d'attraction et de développement des ressources humaines 106
- 3.4.4 Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié 112
- 3.4.5 Dialogue social 114
- 3.4.6 Note méthodologique de calcul des indicateurs sociaux 114
- 3.4.7 Politique de santé-sécurité 115

3.5 Informations environnementales 118
- 3.5.1 Le cadre législatif et réglementaire 118
- 3.5.2 Le management environnemental 118
- 3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale 119
- 3.5.4 Les actions du Groupe 121

3.6 Informations sociétales 128
- 3.6.1 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats 128
- 3.6.2 Lutte contre la précarité et fondation d'entreprise 128
- 3.6.3 Transition juste 129

3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 130

3.8 Éthique et *compliance* 131
- 3.8.1 Gouvernance éthique et *compliance* 131
- 3.8.2 Évaluation des risques 132
- 3.8.3 Textes de référence 132
- 3.8.4 Signalement et rapport des incidents éthiques 133
- 3.8.5 Formations 133
- 3.8.6 Contrôles et certifications 133

3.9 Plan de vigilance 134
- 3.9.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement 135
- 3.9.2 Situation liée à la Russie et l'Ukraine 140
- 3.9.3 Évaluation des tiers 140
- 3.9.4 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements 140
- 3.9.5 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan 141
- 3.9.6 Table de concordance devoir de vigilance 141

3.10 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière 142

3.11 Rapport d'assurance raisonnable des commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 145



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" ;
- 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 (RSE) sont développés dans la raison d'être du Groupe inscrite dans ses statut (Voir Section "ENGIE en un clin d'oeil").

Repenser le paysage énergétique mondial est devenu aujourd'hui une nécessité face au changement climatique. L'urgence du réchauffement climatique impose de mettre en place un système énergétique plus décarboné, plus décentralisé, plus digitalisé et plus sobre.

Ceci posé, la recherche d'impacts positifs sur le climat ne saurait se faire au détriment de la population et de la nature. Cette triple injonction associant le Climat, la Nature et l'Humain nourrit la démarche sociétale du Groupe.

3.1.1 POLITIQUE ET GOUVERNANCE RSE

La politique de Responsabilité Sociétale d'Entreprise 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. 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 *(Global Energy Management & Sales)* et Nucléaire) et géographiques (*hubs* régionaux et pays). Pour mobiliser plus amplement les employés sur ces sujets, la Direction RSE s'appuie sur un réseau de *Chief Sustainability Officers* (CSO) dans les métiers et les *hubs* régionaux.

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 ou SBT, Task force on Climate-related Financial Disclosures ou TCFD,* suivi des objectifs et des engagements RSE, discussions avec la société civile, notations RSE, etc.).

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 "Climat" auquel participe la Direction Financière et les GBU concernées. Ce comité est notamment chargé du pilotage des engagements de décarbonation du Groupe conformément aux objectifs fondés sur la science (*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 Juridique, Éthique et *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 forums de discussion ainsi qu'un Comité des Parties Prenantes, 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 à horizon 2030 en accord avec sa raison d'être et ses nouvelles orientations stratégiques.

Ces objectifs ont été révisés en 2022 et sont désormais au nombre de 21 objectifs, les deux objectifs supplémentaires étant liés à la certification en cours *well below* 2°C de la trajectoire d'émissions de GES du Groupe.

Ces 21 objectifs se répartissent en 17 objectifs suivis par le CEEDD et quatre objectifs suivis par le seul COMEX.

Parmi les 17 objectifs suivis par le CEEDD, huit objectifs clés font l'objet d'une publication à la Section 1.5.2.

Pour chaque objectif, un membre du Comité Exécutif 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.

3.1.3 TRAJECTOIRE CLIMAT (EN LIEN AVEC LES RECOMMANDATIONS TCFD : *TASK FORCE ON CLIMATE-RELATED FINANCIAL DISCLOSURES*)

3.1.3.1 Gouvernance climatique

Le Conseil d'Administration valide 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 du Groupe. 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, (voir Sections 2.2.2.2 et 3.1.3.3) 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 de pilotage des objectifs de décarbonation du Groupe afin notamment de s'assurer de l'alignement de la trajectoire de décarbonation du Groupe avec les engagements pris auprès de l'initiative SBTi. La direction de la RSE pilote par ailleurs les travaux d'adaptation du Groupe avec le support des équipes Recherche & Innovation. L'ensemble de ces travaux sont effectués en coordination avec la direction de la Stratégie, la direction Financière ainsi que l'ensemble des *Global Business Units*.

En complément, le Groupe a mis en place des séances d'information dédiées 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 de la Directrice Générale qui intègrent les principaux enjeux RSE d'ENGIE. Cette proposition a été acceptée et l'évolution des émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'énergie en fait partie.

Le Comité d'Audit identifie quant à lui les risques prioritaires dont le risque climatique et l'intégration du climat dans les hypothèses retenues pour les *guidances* financières ou la calibration des couvertures d'assurance des risques.

Enfin, le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies intègre les enjeux et objectifs climat dans ses décisions d'investissement.

3.1.3.2 Stratégie

En lien avec la raison d'être (voir "Section ENGIE en un clin d'oeil") et la résolution *Say on Climate* votée à l'Assemblée Générale du 21 avril 2022, 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 d'atteindre le Net Zero sur tous les scopes (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 annuels jusqu'en 2030 aux principaux métiers (GBU) intégrés dans les processus d'investissement du groupe, 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 étudié. 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 :

- l'impact du changement climatique sur le risque pays ;
- la valeur des actifs existants ;
- les objectifs stratégiques à 2030 ;
- les questions stratégiques spécifiques aux pays étudiés.

Cette étude, qui se fonde notamment sur trois scénarios climatiques du GIEC a été finalisée au 2ème semestre 2022 et a permis d'établir une première cartographie des risques liés au climat.

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 vert) ;
- 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 pour le Groupe (voir Section 3.3).

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, année qui suit l'entrée en vigueur 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 le Net Zero 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 les activités du Groupe (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. .Ces plans d'adaptation ont été définis en 2022 sur un périmètre restreint et seront déployés plus largement en 2023.

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 le continent européen 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.

En février 2023, le Groupe a obtenu la certification SBTi *well-below* 2°C de sa trajectoire de décarbonation. Pour cela le Groupe s'est notamment engagé sur deux nouveaux objectifs d'ici 2030 :

- l'intensité carbone de la production (scope 1) et de la consommation d'énergie (scope 2) devra être inférieure à 110 g CO_2 éq. par kWh ;
- l'intensité carbone des ventes d'énergies produites (scopes 1 et 3) et achetées (scope 3) devra être inférieure à 153 g CO_2 éq. par kWh.

3.1.5 TAXONOMIE EUROPÉENNE

3.1.5.1 Méthodologie de classement des activités

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 de deux Actes délégués (2021/2139) en date du 4 juin 2021 et (2022/1214) du 9 mars 2022, d'une taxonomie européenne qui définit les activités économiques réputées durables pour l'environnement.

Le Groupe a suivi un processus en quatre étapes pour identifier les activités éligibles et alignées en application du règlement européen de la taxonomie des activités durables (2020/852) sur l'ensemble des pays où il opère pour l'année 2022. Le processus a porté exclusivement sur les objectifs d'atténuation et d'adaptation au changement climatique car ce sont les deux seuls objectifs pour lesquels la Commission européenne a publié un acte délégué couvrant les critères à appliquer. Le Groupe s'est principalement focalisé sur l'objectif d'atténuation en phase avec sa stratégie de décarbonation.

La **première étape** a consisté à étudier l'éligibilité des activités et à répartir les activités économiques du Groupe en deux catégories : éligibles et non éligibles. Pour ce faire, le Groupe a évalué lesquelles de ses activités correspondaient strictement à une activité économique décrite dans l'un des actes délégués (2021/2139) ou (2022/1214). Les principales activités retenues comme éligibles sont celles de la GBU Renouvelables (production électrique éolienne, solaire, hydraulique ou géothermale), de la GBU *Energy Solutions* (production et distribution de chaleur avec ou pas de cogénération gaz ou biomasse, services d'efficacité énergétique) et de la GBU *FlexGen & Retail* (stockage d'électricité, production d'électricité à partir de gaz naturel). Pour la GBU Infrastructures, les activités portant sur le verdissement du gaz naturel injecté, transporté et distribué ont été prises en compte en proportion du gaz vert transporté dans les réseaux. Pour la production nucléaire, la prolongation des deux unités belges n'étant pas finalisée, toutes les installations belges ont été considérées non éligibles. Seuls les droits de tirage des centrales françaises identifiées comme éligibles par EDF ont été considérés comme éligibles.

La **deuxième étape** a consisté à isoler parmi les activités éligibles celles qui avaient en priorité une contribution substantielle à l'objectif d'atténuation ou d'adaptation au changement climatique en évaluant leur conformité aux critères d'examen technique présentés dans les actes délégués. Le critère des 100 gCO_2/kWh en analyse de cycle de vie ne permet pas aujourd'hui de qualifier les actifs de production électrique à partir de gaz naturel du Groupe. Parmi les principaux critères d'examen technique, il est précisé que l'activité est alignée si :

- pour la production d'hydroélectricité : la centrale hydroélectrique est de type "au fil de l'eau" ou le site peut démontrer un ratio de puissance surfacique supérieur à 5W/m^2 ;

- pour les réseaux de chaleur : le système énergétique est efficace tel que défini par l'UE (un système utilisant au moins 50% d'énergie de sources renouvelables, 50% de chaleur résiduelle, 75% de chaleur produite par cogénération ou 50% d'une combinaison de cette énergie et de chaleur) ;
- pour l'installation d'équipements d'efficacité énergétique ou les services de performance énergétique dans les bâtiments : l'activité est connectée à l'une des activités décrites.

La **troisième étape** concerne le respect des critères d'examen technique de non-préjudice aux autres objectifs environnementaux (*Does Not Significantly Harm - DNSH)*. La gestion des risques liés au changement climatique, à la ressource en eau, à l'économie circulaire, à l'érosion de la biodiversité et à la pollution de l'air fait l'objet d'un volet spécifique de notre politique environnementale. L'évaluation de la conformité a été réalisée par les correspondants environnementaux sur base des principaux éléments suivants :

- l'analyse des risques liés aux changements climatiques (risques physiques), au stress hydrique, à la pollution (NO_x, SO_x, PM), à la protection des zones protégées qui est mise à jour chaque année dans le cadre du reporting environnemental sur les sites en opération ;
- l'élaboration de plan de management environnemental dans le cadre des objectifs volontaires RSE du Groupe ;
- les certifications EMAS ou ISO14001 pour les installations à plus fort impact environnemental comme les sites de production hydraulique.

La **quatrième étape** concerne la conformité du Groupe aux garanties minimales (*minimum safeguards*). Cette conformité est assurée par les politiques de la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* du Groupe et en particulier la politique en matière de droits humains qui fait référence à ces grands standards internationaux, par l'analyse des risques et des plans d'actions du devoir de vigilance et son dispositif de signalement et de rapport des incidents éthiques. Le dispositif et le plan de vigilance sont disponibles dans le présent Document d'enregistrement universel 2022 (voir Sections 3.8 et 3.9) et sur le site internet du Groupe : www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositif-alerte et www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance.

Les activités considérées comme alignées sont celles qui répondent favorablement aux quatre étapes décrites ci-dessus.

3.1.5.2 Méthode de calcul des indicateurs

Le Règlement 2021/2078 en date du 6 juillet 2021 impose de publier dans la présente Déclaration de Performance Extra-Financière (DPEF) à compter de l'année 2022, les taux d'éligibilité et d'alignement des activités à cette taxonomie au travers de trois indicateurs définis par la taxonomie :

- chiffre d'Affaires (CA) ;
- dépenses d'investissement (CAPEX) ;
- dépenses opérationnelles (OPEX).

Les indicateurs CA, CAPEX et OPEX 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.

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*.

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

Données au 31 décembre 2022 en millions d'euros	Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) [1]	CAPEX Taxonomie
Investissements corporels et incorporels	6 379	6 379
(-) Variation dettes sur investissements corporels et incorporels	*0*	836
Entrée investissements corporels et incorporels résultant de "*Business combinations*"	0	779
Effet périmètre sur la dette financière nette - acquisition	371	
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	289	0
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*14*	*0*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	407	0
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	(175)	0
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	2 877	0
(+) Autres	*(11)*	*0*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	0	0
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO	*(472)*	*0*
(-) Investissements financiers Synatom / Cessions d'actifs financiers Synatom	*(1 822)*	
Droits d'utilisation des actifs (IFRS16)	0	1 196[2]
TOTAL	**7 858**	**9 191**

(1) Voir Note 5.6 de la Section 6.2 "Notes aux comptes consolidés".
(2) Voir Note 13.3.1 "Variation des Immobilisation corporelles".

En 2022, ENGIE a adapté son plan de comptes pour suivre strictement la définition retenue par la réglementation européenne pour **l'indicateur OPEX** à savoir les coûts directs non-inscrits à l'actif qui concernent la recherche-développement, la rénovation des bâtiments, les contrats de location à court terme, l'entretien et la réparation, et tout autre dépense directe, liée à l'entretien courant d'actifs corporels.

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

Chiffre d'Affaires (CA) 2022 retenu par la taxonomie

Segment	CA éligible (M€) : A	CA aligné (M€) : B	CA total (M€) : C	Taux d'éligibilité du CA : (A/C)	Taux d'alignement du CA : (B/C)
Renouvelables	6 102	5 735	6 216	98%	92%
Infrastructures	469	467	6 961	7%	7%
Energy Solutions	7 514	5 838	11 552	65%	51%
FlexGen & Retail	9 001	1 696	23 939	38%	7%
Nucléaire	372	372	35	-	-
Autres (dont GEMS)	10	0	45 163	0%	0%
TOTAL	**23 468**	**14 109**	**93 865**	**25%**	**15%**

Dépenses d'investissement (CAPEX) 2022 retenues par la taxonomie

Segment	CAPEX éligible (M€) : A	CAPEX aligné (M€) : B	CAPEX total (M€) : C	Taux d'éligibilité des CAPEX : (A/C)	Taux d'alignement des CAPEX : (B/C)
Renouvelables	4 491	4 327	4 504	100%	96%
Infrastructures	345	345	2 155	16%	16%
Energy Solutions	602	514	936	64%	55%
FlexGen & Retail	384	76	784	49%	10%
Nucléaire	109	109	224	49%	49%
Autres			587	0%	0%
TOTAL	**5 930**	**5 370**	**9 191**	**65%**	**58%**

Dépenses opérationnelles (OPEX) 2022 retenues par la taxonomie

Segment	OPEX éligible (M€) : A	OPEX aligné (M€) : B	OPEX total (M€) : C	Taux d'éligibilité des OPEX : (A/C)	Taux d'alignement des OPEX : (B/C)
Renouvelables	571	556	591	97%	94%
Infrastructures	38	37	800	5%	5%
Energy Solutions	556	460	766	73%	60%
FlexGen & Retail	240	38	531	45%	7%
Nucléaire	33	33	207	16%	16%
Autres	0	0	6	0%	0%
TOTAL	**1 438**	**1 124**	**2 901**	**50%**	**39%**

ENGIE affiche en 2022, un chiffre d'affaires éligible à la taxonomie à hauteur de 25% et aligné à hauteur de 15%, des CAPEX éligibles à la taxonomie à hauteur de 65% et alignés à hauteur de 58% et des OPEX éligibles à la taxonomie à hauteur de 50% et éligibles à hauteur de 39%.

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

Les activités de la GBU Renouvelables sont en très grande partie éligibles (98% pour le CA, 100% pour les CAPEX) et quasi toutes alignées (92% pour le CA, 100% pour les CAPEX).

Les activités de la GBU *Energy Solutions* sont majoritairement éligibles (65% pour le CA, 64% pour les CAPEX) et majoritairement alignées (51% pour le CA, 55% pour les CAPEX). Les activités de la GBU *FlexGen & Retail* sont minotairement éligibles et alignées à la taxonomie (38% pour le CA, 49% pour les CAPEX sur l'éligibilité et 7% pour le CA, 10% pour les CAPEX sur l'alignement) compte tenu du poids des activités de production.

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 et alignées. Les activités Nucléaire sont éligibles et alignées pour la part correspondant aux droits de tirage sur les centrales françaises identifiées comme éligibles et alignées par EDF.

Enfin, les activités Autres (dont *GEMS)* ne sont ni éligibles, ni alignées à la taxonomie.

À noter que le calcul d'éligibilité au périmètre des CAPEX de croissance (voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") de 2022 donne un ratio d'éligibilité de 72% et un ratio d'alignement de 68%, nettement supérieurs aux taux calculés sur l'ensemble des CAPEX (croissance et maintenance). Ces indicateurs reflètent une bien meilleure image de l'engagement du Groupe vers une économie neutre en carbone qui se traduit dans ses investissements financiers.

L'analyse taxonomie du plan de CAPEX 2023-2025 est présentée dans les tableaux ci-après avec d'une part l'indicateur CAPEX défini par la taxonomie et d'autre part l'indicateur CAPEX de croissance tel que suivi par le Groupe (voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Dépenses d'investissement (CAPEX) 2023-2025 retenues par la taxonomie

Segment	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement
Renouvelables	100%	100%
Infrastructures	22%	22%
Energy Solutions	79%	71%
Autres activités	57%	16%
Dépenses d'investissement retenues par la taxonomie (CAPEX croissance et maintenance) 2023-2025	**67%**	**62%**

Dépenses d'investissement de croissance (CAPEX) 2023-2025

Segment	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement
Renouvelables	100%	100%
Infrastructures	53%	53%
Energy Solutions	73%	66%
Autres activités	50%	22%
Dépenses d'investissement de croissance 2023-2025 (1)	**80%**	**76%**

(1) Voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Le calcul d'éligibilité et d'alignement sur le plan de CAPEX 2023-2025 est porté par les dépenses prévues pour les activités de la GBU Renouvelables et de la GBU *Energy Solutions* qui représentent plus de la moitié des dépenses sur le plan de CAPEX du Groupe.

Les trois tableaux présentés dans les doubles pages ci-après reprennent les modèles standards pour les informations liées aux données 2022 sur les indicateurs Chiffre d'affaires, CAPEX et OPEX selon le Règlement délégué (UE) n°2021/2178 de la Commission Européenne daté du 6 juillet 2021.

Part du Chiffre d'affaires 2022 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

Activités économiques (1)	Codes (2)	Chiffre d'affaires absolu (3)	Part du chiffre d'affaires (4)	Critères de contribution substantielle	
				Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)
		M€	%	%	%
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE					
A.1 Activités durable sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)					
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	4.1	437	0,5%	3,1%	0,0%
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	859	0,9%	6,1%	0,0%
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	4.5	4 502	4,8%	31,9%	0,0%
Production d'électricité par bioénergie	4.8	224	0,2%	1,6%	0,0%
Transport et distribution d'électricité	4.9	335	0,4%	2,4%	0,0%
Stockage de l'électricité	4.10	753	0,8%	5,3%	0,0%
Stockage d'énergie thermique	4.11	2	0,0%	0,0%	0,0%
Stockage d'hydrogène	4.12	0	0,0%	0,0%	0,0%
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbone	4.14	170	0,2%	0,9%	0,3%
Réseaux de chaleur/de froid	4.15	1 687	1,8%	11,9%	0,0%
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	4.20	108	0,1%	0,8%	0,0%
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	4.22	1	0,0%	0,0%	0,0%
Production de chaleur/froid par bioénergie	4.24	131	0,1%	0,9%	0,0%
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	4.28	372	0,4%	2,6%	0,0%
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.30	45	0,0%	0,3%	0,0%
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	4.31	10	0,0%	0,1%	0,0%
Digestion anaérobie de biodéchets	5.7	25	0,0%	0,1%	0,1%
Rénovation de bâtiments existants	7.2	-17	0,0%	-0,1%	0,0%
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	7.3	1 342	1,4%	9,5%	0,0%
Installation, maintenance et réparation de stations de recharge pour véhicules électriques à l'intérieur de bâtiments (et dans des parcs de stationnement annexés à des bâtiments)	7.4	114	0,1%	0,8%	0,0%
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	7.5	7	0,0%	0,0%	0,0%
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	7.6	410	0,4%	2,9%	0,0%
Programmation, conseil et autres activités informatiques	8.2	45	0,0%	0,3%	0,0%
Recherche, développement et innovation proches du marché	9.1	3	0,0%	0,0%	0,0%
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	9.3	2 546	2,7%	18,0%	0,0%
Chiffre d'affaires des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)	**TOTAL**	**14 109**	**15%**	**100%**	**0,42%**
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)					
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	4.1	57	0,1%		
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	216	0,2%		
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	4.5	395	0,4%		
Production d'électricité par bioénergie	4.8	0	0,0%		
Transport et distribution d'électricité	4.9	100	0,1%		
Stockage de l'électricité	4.10	1	0,0%		
Réseaux de chaleur/de froid	4.15	359	0,4%		
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	4.22	2	0,0%		
Construction et exploitation sûre de nouvelles centrales nucléaires pour la production d'électricité et/ou de chaleur, y compris pour la production d'hydrogène, à l'aide des meilleures technologies disponibles	4.27	29	0,0%		
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	4.28	32	0,0%		
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	6 758	7,2%		
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.30	852	0,9%		
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	4.31	10	0,0%		
Transports urbains et suburbains, transports routiers de voyageurs	6.3	43	0,0%		
Infrastructures favorables aux transports routiers et aux transports publics à faible intensité de carbone	6.15	3	0,0%		
Construction de bâtiments neufs	7.1	29	0,0%		
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	7.3	148	0,2%		
Installation, maintenance et réparation de stations de recharge pour véhicules électriques à l'intérieur de bâtiments (et dans des parcs de stationnement annexés à des bâtiments)	7.4	2	0,0%		
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	7.5	3	0,0%		
Recherche, développement et innovation proches du marché	9.1	13	0,0%		
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	9.3	309	0,33%		
Chiffre d'affaires des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**9 359**	**10%**		
TOTAL (A.1 + A.2)		**23 468**	**25%**		
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE					
Chiffre d'affaires des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**70 398**	**75%**		
TOTAL (A + B)		**93 865**	**100%**		

	Critères d'absences de préjudice important (DNSH - Does Not Significantly Harm)									
Codes (2)	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Économie circulaire (14)	Pollution (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part du chiffre d'affaires alignée sur la taxonomie, année 2022 (18)	Catégorie "activité habilitante" (20)	Catégorie "activité transitoire" (21)
	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	%	*H*	*T*
4.1		OUI		OUI		OUI	OUI	0,5%		
4.3		OUI	OUI	OUI		OUI	OUI	0,9%		
4.5		OUI	OUI			OUI	OUI	4,8%		
4.8		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,2%		
4.9		OUI		OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%	H	
4.10		OUI	OUI	OUI		OUI	OUI	0,8%	H	
4.11		OUI	OUI	OUI		OUI	OUI	0,0%	H	
4.12		OUI		OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
4.14	OUI	OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,2%		
4.15	OUI	OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	1,8%		
4.20		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,1%		
4.22		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,0%		
4.24		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,1%		
4.28		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%		
4.30		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,0%		T
4.31		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,0%		T
5.7		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,0%		
7.2		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		T
7.3		OUI			OUI		OUI	1,4%	H	
7.4		OUI					OUI	0,1%	H	
7.5		OUI					OUI	0,0%	H	
7.6		OUI		OUI			OUI	0,4%	H	
8.2		OUI		OUI			OUI	0,0%	H	
9.1		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
9.3		OUI					OUI	2,7%	H	
TOTAL								15%		

Part des Dépenses d'investissement (CAPEX) 2022 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

CAPEX Activités économiques (1)	Codes (2)	CAPEX absolues (3) M€	Part des CAPEX (4) %	Critères de contribution substantielle Atténuation du changement climatique (5) %	Critères de contribution substantielle Adaptation au changement climatique (6) %
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE					
A.1 Activités durable sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)					
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	4.1	1 504	16,4%	28,0%	0,0%
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	1 729	18,8%	32,2%	0,0%
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	4.5	994	10,8%	18,5%	0,0%
Production d'électricité par bioénergie	4.8	2	0,0%	0,0%	0,0%
Transport et distribution d'électricité	4.9	7	0,1%	0,0%	0,1%
Stockage de l'électricité	4.10	66	0,7%	1,2%	0,0%
Stockage d'hydrogène	4.12	8	0,1%	0,1%	0,0%
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbone	4.14	221	2,4%	4,0%	0,1%
Réseaux de chaleur/de froid	4.15	285	3,1%	5,3%	0,0%
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	4.20	0	0,0%	0,0%	0,0%
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	4.28	109	1,2%	2,0%	0,0%
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.30	0	0,0%	0,0%	0,0%
Digestion anaérobie de biodéchets	5.7	127	1,4%	2,4%	0,0%
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	7.3	30	0,3%	0,5%	0,0%
Installation, maintenance et réparation de stations de recharge pour véhicules électriques à l'intérieur de bâtiments (et dans des parcs de stationnement annexés à des bâtiments)	7.4	25	0,3%	0,5%	0,0%
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	7.5	0	0,0%	0,0%	0,0%
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	7.6	182	2,0%	3,4%	0,0%
Programmation, conseil et autres activités informatiques	8.2	0	0,0%	0,0%	0,0%
Recherche, développement et innovation proches du marché	9.1	1	0,0%	0,0%	0,0%
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	9.3	79	0,9%	1,5%	0,0%
CAPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)	**TOTAL**	**5 370**	**58%**	**100%**	**0%**
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)					
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	4.1	79	0,9%		
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	94	1,0%		
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	4.5	7	0,1%		
Transport et distribution d'électricité	4.9	0	0,0%		
Réseaux de chaleur/de froid	4.15	46	0,5%		
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	4.22	0	0,0%		
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	278	3,0%		
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.30	40	0,4%		
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	4.31	0	0,0%		
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	7.3	12	0,1%		
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	7.6	3	0,0%		
CAPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**560**	**6%**		
TOTAL A1+A2		**5 930**	**65%**		
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE					
CAPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**3 262**	**35%**		
TOTAL A+B		**9 191**	**100%**		

	Critères d'absences de préjudice important (DNSH - Does Not Significantly Harm)									
Codes (2)	Atténuation du changement climatique (11) OUI/NON	Adaptation au changement climatique (12) OUI/NON	Ressources aquatiques et marines (13) OUI/NON	Économie circulaire (14) OUI/NON	Pollution (15) OUI/NON	Biodiversité et écosystèmes (16) OUI/NON	Garanties minimales (17) OUI/NON	Part des CAPEX alignée sur la taxonomie, année 2022 (18) %	Catégorie "activité habilitante" (20) *H*	Catégorie "activité transitoire" (21) *T*
4.1		OUI		OUI		OUI	OUI	16,4%		
4.3		OUI	OUI	OUI		OUI	OUI	18,8%		
4.5		OUI	OUI			OUI	OUI	10,8%		
4.8		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,0%		
4.9	OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H	
4.10		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,7%	H	
4.12		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H	
4.14	OUI	OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	2,4%		
4.15		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	3,1%		
4.20		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,0%		
4.28		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,2%		
4.30		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,0%		T
5.7		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	1,4%		
7.3					OUI		OUI	0,3%	H	
7.4		OUI					OUI	0,3%	H	
7.5		OUI					OUI	0,0%	H	
7.6		OUI					OUI	2,0%	H	
8.2		OUI		OUI			OUI	0,0%	H	
9.1		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
9.3		OUI					OUI	0,9%	H	
TOTAL								58%		

Part des Dépenses Opérationnelles (OPEX) 2022 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

OPEX Activités économiques [1]	Codes (2)	OPEX absolues (3)	Part des OPEX (4)	Critères de contribution substantielle Atténuation du changement climatique (5)	 Adaptation au changement climatique (6)
		M€	*%*	*%*	*%*
A1- Activités durable sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)					
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	4.1	-37	1,3%	3,3%	0,0%
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	-300	10,4%	26,7%	0,0%
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	4.5	-222	7,7%	19,8%	0,0%
Production d'électricité à partir d'énergie géothermique	4.6	0	0,0%	0,0%	0,0%
Production d'électricité par bioénergie	4.8	-8	0,3%	0,7%	0,0%
Transport et distribution d'électricité	4.9	-10	0,4%	0,1%	0,8%
Stockage de l'électricité	4.10	-18	0,6%	1,6%	0,0%
Stockage d'hydrogène	4.12	-2	0,1%	0,2%	0,0%
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbone	4.14	-34	1,2%	2,5%	0,5%
Réseaux de chaleur/de froid	4.15	-222	7,7%	19,7%	0,1%
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	4.20	-4	0,1%	0,3%	0,0%
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	4.22	0	0,0%	0,0%	0,0%
Production de chaleur/froid par bioénergie	4.24	-29	1,0%	2,6%	0,0%
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	4.28	-33	1,1%	2,9%	0,0%
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.30	0	0,0%	0,0%	0,0%
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffageet de refroidissement urbain	4.31	-1	0,0%	0,1%	0,0%
Digestion anaérobie de biodéchets	5.7	-5	0,2%	0,4%	0,0%
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	7.3	-19	0,7%	1,7%	0,0%
Installation, maintenance et réparation de stations de recharge pour véhicules électriques à l'intérieur de bâtiments (et dans des parcs de stationnement annexés à des bâtiments)	7.4	0	0,0%	0,0%	0,0%
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	7.5	-3	0,1%	0,2%	0,0%
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	7.6	-27	0,9%	2,4%	0,0%
Programmation, conseil et autres activités informatiques	8.2	-2	0,1%	0,2%	0,0%
Recherche, développement et innovation proches du marché	9.1	-4	0,1%	0,3%	0,0%
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	9.3	-143	4,9%	12,7%	0,0%
OPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)	**TOTAL**	**-1 125**	**39%**	**99%**	**1%**
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)					
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	4.1	-1	0,0%		
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	-7	0,3%		
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	4.5	-10	0,4%		
Transport et distribution d'électricité	4.9	-29	1,0%		
Stockage de l'électricité	4.10	0	0,0%		
Réseaux de chaleur/de froid	4.15	-50	1,7%		
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	4.22	-1	0,0%		
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	-163	5,6%		
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.30	-44	1,5%		
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	4.31	-1	0,0%		
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	7.3	-8	0,3%		
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	9.3	0	0,0%		
OPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**-314**	**11%**		
TOTAL A1+A2		**-1 438**	**50%**		
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE					
OPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**-1 463**	**50%**		
TOTAL A+B		**-2 901**	**100%**		

	Critères d'absences de préjudice important (DNSH - Does Not Significantly Harm)									
Codes (2)	Atténuation du changement climatique (11) OUI/NON	Adaptation au changement climatique (12) OUI/NON	Ressources aquatiques et marines (13) OUI/NON	Économie circulaire (14) OUI/NON	Pollution (15) OUI/NON	Biodiversité et écosystèmes (16) OUI/NON	Garanties minimales (17)	Part des OPEX alignée sur la taxonomie, année 2022 (18) %	Catégorie "activité habilitante" (20) H	Catégorie "activité transitoire" (21) T
4.1		OUI		OUI		OUI	OUI	1,3%		
4.3		OUI	OUI	OUI		OUI	OUI	10,4%		
4.5		OUI	OUI			OUI	OUI	7,7%		
4.6		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,0%		
4.8		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,3%		
4.9	OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%	H	
4.10		OUI	OUI	OUI		OUI	OUI	0,6%	H	
4.12		OUI		OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H	
4.14	OUI	OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	1,2%		
4.15	OUI	OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	7,7%		
4.20		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,1%		
4.22		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,0%		
4.24		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	1,0%		
4.28		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,1%		
4.30		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,0%		T
4.31		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		T
5.7		OUI	OUI		OUI	OUI	OUI	0,2%		
7.3		OUI			OUI		OUI	0,7%	H	
7.4		OUI			OUI		OUI	0,0%	H	
7.5		OUI					OUI	0,1%	H	
7.6		OUI					OUI	0,9%	H	
8.2		OUI		OUI			OUI	0,1%	H	
9.1		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H	
9.3		OUI					OUI	4,9%	H	
TOTAL								39%		
4.1										
4.3										
4.5										
4.9										
4.10										
4.15										
4.22										
4.29										
4.30										
4.31										
7.3										
9.3										

Les tableaux ci-après reprennent les modèles standards pour la publication des informations liées aux activités nucléaires et gaz selon le Règlement délégué (UE) n°2022/1214 de la Commission européenne du 9 mars 2022.

Modèle 1 - Activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile

Ligne	Activités liées à l'énergie nucléaire	
1.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de recherche, de développement, de démonstration et de déploiement d'installations innovantes de production d'électricité à partir de processus nucléaires avec un minimum de déchets issus du cycle du combustible.	NON
2.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction et d'exploitation sûre de nouvelles installations nucléaires de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, y compris leurs mises à niveau de sûreté, utilisant les meilleures technologies disponibles.	NON
3.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités d'exploitation sûre d'installations nucléaires existantes de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, à partir d'énergie nucléaire, y compris leurs mises à niveau de sûreté.	OUI
	Activités liées au gaz fossile	
4.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction ou d'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux.	OUI
5.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état et d'exploitation d'installations de production combinée de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux.	OUI
6.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état ou d'exploitation d'installations de production de chaleur qui produisent de la chaleur/du froid à partir de combustibles fossiles gazeux.	OUI

Modèle 2 - Nucléaire et Gaz - Activités économiques alignées sur la taxonomie (dénominateur)

		Montant en millions d'euros et proportion en % - Chiffre d'affaires					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	**Activités économiques**	**Montant**	%	**Montant**	%	**Montant**	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	372	0%	372	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	45	0%	45	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	10	0%	10	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires**	**13 682**	**15%**	**13 682**	**15%**	**0**	**0%**
8.	**TOTAL ICP APPLICABLE - CHIFFRE D'AFFAIRES**	**93 865**	**100%**	**93 865**	**100%**	**0**	**0%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % - CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	109	1%	109	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	1	0%	1	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP CAPEX**	**5 260**	**57%**	**5 260**	**57%**	**0**	**0%**
8.	**TOTAL ICP APPLICABLE - CAPEX**	**9 191**	**100%**	**9 191**	**100%**	**0**	**0%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % - OPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	-33	0%	-33	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	-1	0%	-1	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP OPEX**	**-1 090**	**38%**	**-1 090**	**38%**	**0**	**0%**
8.	**TOTAL ICP APPLICABLE - OPEX**	**-2 901**	**100%**	**-2 901**	**100%**	**0**	**0%**

Modèle 3 - Activités économiques alignées sur la taxonomie (numérateur)

		Montant en millions d'euros et proportion en % - Chiffre d'affaires					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	372	3%	372	3%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	45	0%	45	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	10	0%	10	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires**	**13 682**	**97%**	**13 682**	**97%**	**0**	**0%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ALIGNÉES SUR LA TAXONOMIE AU NUMÉRATEUR DE L'ICP CHIFFRE D'AFFAIRES**	**14 109**	**100%**	**14 109**	**100%**	**0**	**0%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % - CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	109	1%	109	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%

		Montant en millions d'euros et proportion en % - CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques	Montant	%	Montant	%	Montant	%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur de l'ICP CAPEX**	**5 260**	**37%**	**5 260**	**37%**	**0**	**0%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ALIGNÉES SUR LA TAXONOMIE AU NUMÉRATEUR DE L'ICP CAPEX**	**5 370**	**38%**	**5 370**	**38%**	**0**	**0%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % - OPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	-33	0%	-33	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	-1	0%	-1	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur de l'ICP OPEX**	**-1 090**	**-8%**	**-1 090**	**-8%**	**0**	**0%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ALIGNÉES SUR LA TAXONOMIE AU NUMÉRATEUR DE L'ICP OPEX**	**-1 124**	**-8%**	**-1 124**	**-8%**	**0**	**0%**

Modèle 4 - Activités économiques éligibles à la taxonomie mais non alignées sur celles-ci

		Montant en millions d'euros et proportion en % - Chiffre d'affaires					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	29	0%	29	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	32	0%	32	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	6 758	7%	6 758	7%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	852	1%	852	1%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	10	0%	10	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de de l'ICP chiffre d'affaires**	**1 678**	**2%**	**1678**	**2%**	**0**	**0%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE, MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLE-CI, AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP CHIFFRE D'AFFAIRES**	**9 359**	**10%**	**9 359**	**10%**	**0**	**0%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % - CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	278	3%	278	3%	0	0%

		Montant en millions d'euros et proportion en % - CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques	Montant	%	Montant	%	Montant	%
5.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	40	0%	40	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	40	0%	40	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP CAPEX**	**202**	**2%**	**202**	**2%**	**0**	**0%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE, MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLE-CI, AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP CAPEX**	**560**	**6%**	**560**	**6%**	**0**	**0%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % - OPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 a u dénominateur de l'ICP OPEX	-163	-6%	-163	-6%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	-44	-2%	-44	-2%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	-1	0%	-1	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP OPEX**	**-106**	**-4%**	**-106**	**-4%**	**0**	**0%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE, MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLE-CI, AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP OPEX**	**-314**	**-11%**	**-314**	**-11%**	**0**	**0%**

Modèle 5 - Activités économiques non éligibles à la taxonomie

		Montant en millions d'euros et proportion en % - Chiffre d'affaires	
		CCM+CCA	
Ligne	Activités économiques	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	3 858	4%
4.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires**	**66 540**	**71%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP CHIFFRE D'AFFAIRES**	**70 398**	**75%**

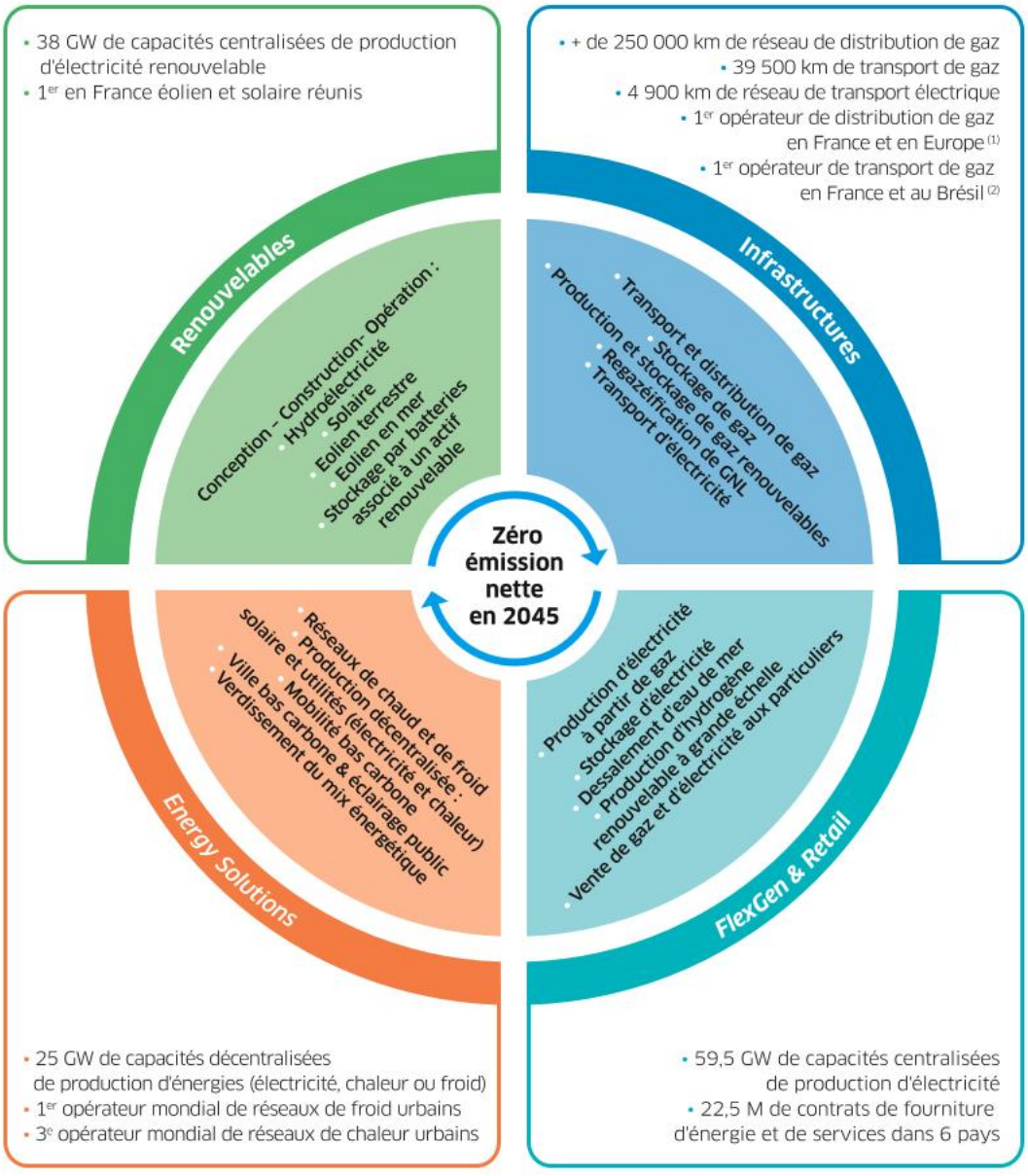
		Montant en millions d'euros et proportion en % - CAPEX	
		CCM+CCA	
Ligne	Activités économiques	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	115	1%
4.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP CAPEX**	**3 147**	**34%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP CAPEX**	**3 262**	**35%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % - OPEX	
		CCM+CCA	
Ligne	Activités économiques	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	-174	6%
4.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP OPEX**	**-1290**	**44%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP OPEX**	**-1464**	**50%**

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.

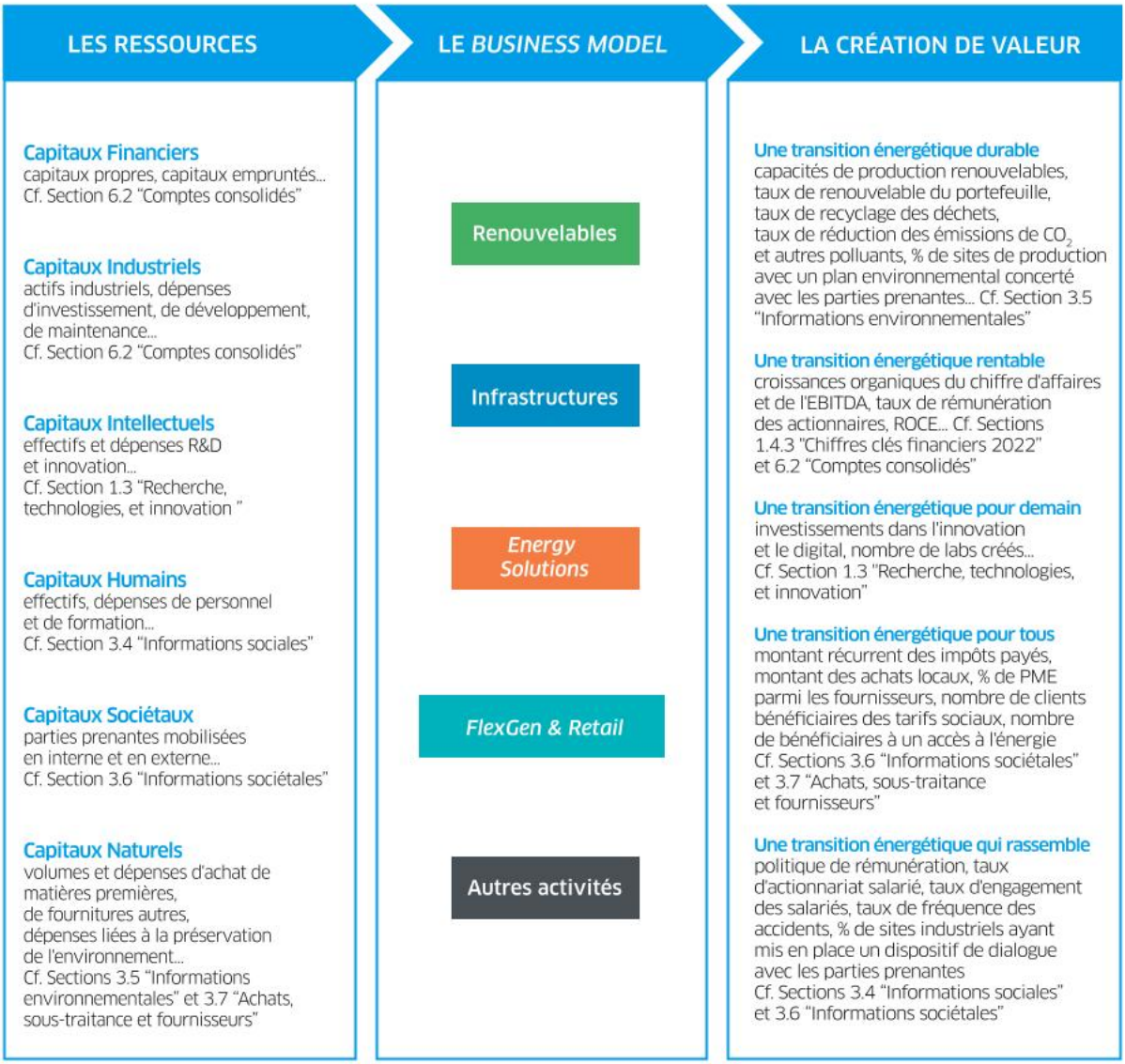
Les activités du Groupe, détaillées à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe", peuvent être représentées selon le schéma suivant :



(1) Par le biais de filiales indépendantes
(2) Par le biais d'une filiale indépendante

Les quatre blocs d'activités du Groupe (Renouvelables, Infrastructures, *Energy Solutions*, *FlexGen & Retail*) 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



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 (internes et externes), celles de son management et mieux cibler sa stratégie et ses actions.

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

Les enjeux fondamentaux constituent des enjeux pérennes constituant le socle fondateur et incontournable 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 suite à des entretiens avec une trentaine de parties prenantes et l'analyse d'une cinquantaine de questionnaires. Ils ont été interclassés grâce à un système de notations pondérées selon le nombre de répondants avec le souci d'équilibrer le poids de chaque typologie de parties prenantes. Ils ont été enfin regroupés dans trois catégories de matérialité croissante :

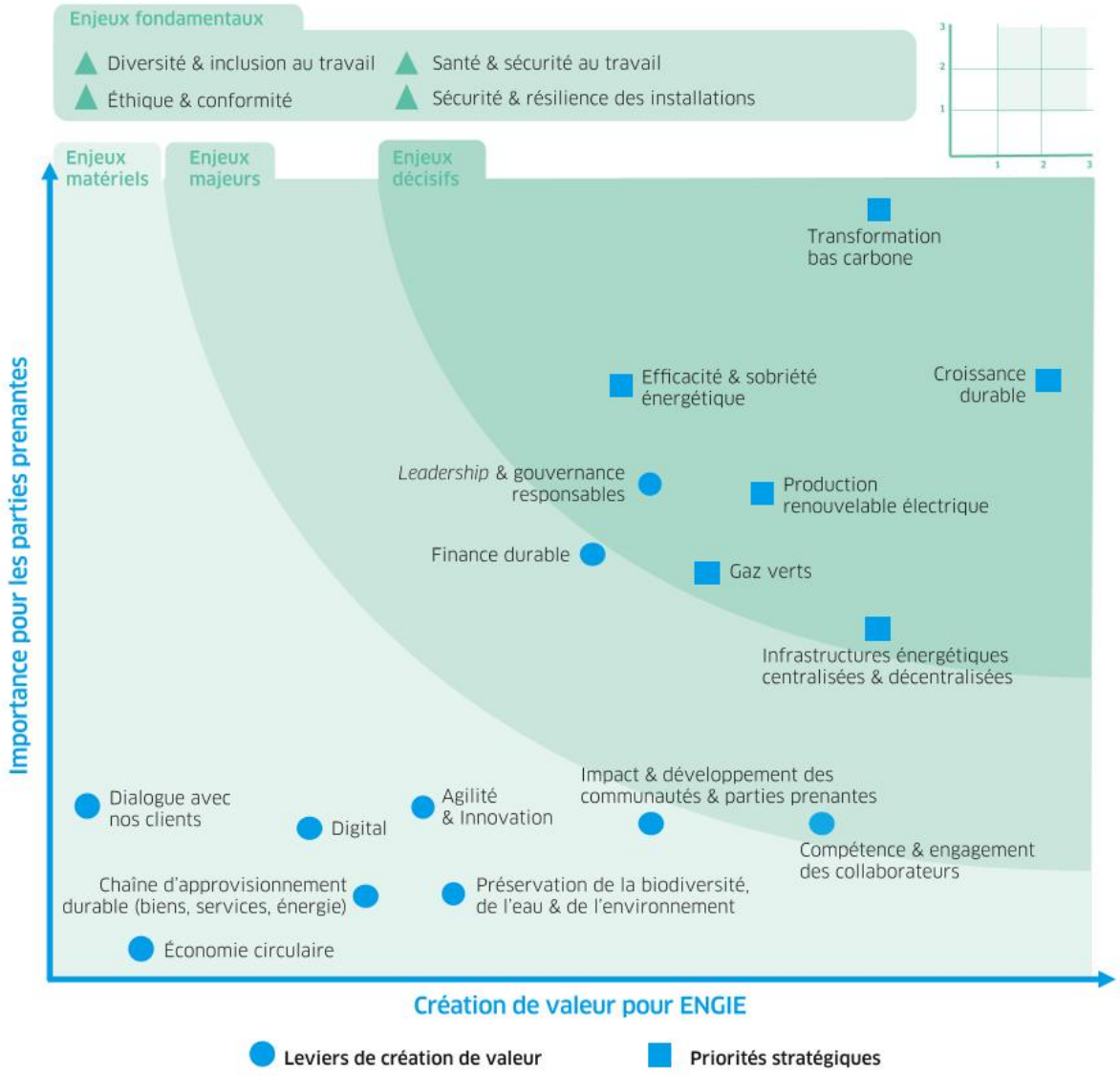
- les enjeux matériels qui contribuent à la création de valeur du Groupe ;
- les enjeux majeurs qui y contribuent de manière plus importante ;
- les enjeux décisifs qui y contribuent de manière essentielle, six d'entre eux constituant les priorités stratégiques du Groupe.

Les enjeux sont positionnés sur la matrice :

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

Tous les enjeux sont situés dans les niveaux moyens ou forts de matérialité.

La méthodologie de construction de cette matrice est accessible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/gouvernances-politiques-rse.



Les définitions des enjeux 2022 sont précisées dans les tableaux suivants :

Enjeu	Définition
1. *Leadership* & 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 installatons 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 santé et la sécurité ainsi que 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 électriques, 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 les clients	Engager un dialogue d'ordre stratégique avec les clients actuels et historiques afin de les accompagner au mieux dans leur transformation bas carbone ; sensibiliser l'ensemble des clients aux valeurs et engagements du Groupe ; développer une relation partenariale de qualité et s'adapter aux spécificités des implantations géographiques d'ENGIE ; s'engager sur une performance (énergétique, carbone, etc.) à long terme auprès des 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 regroupés par nature 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 concernent des "risques matériels spécifiques nets". Ils sont évalués avec une appréciation de leur évolution. 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 associé	Opportunités associées	ODD associés
A	*Sécurité industrielle :* risque d'atteinte à l'intégrité des personnes ou des biens du fait des activités industrielles 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 :* risques de rejets de matières radioactives issues des centrales nucléaires du Groupe suite à un accident.		
C	*Cyberattaque des systèmes industriels :* risque d'attaque perturbant des systèmes de commande ou des systèmes informatiques d'installations industrielles ou tertiaires du Groupe.		
D	*Atteinte aux patrimoines matériels et immatériels par malveillance :* risques liés 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	*Transition liée au changement climatique*		
G	*Perte de 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 :* risque d'opposition de la population locale ou d'associations lors de la présentation, de l'installation ou de l'exploitation de certains équipements pouvant remettre en cause la détention de divers permis et autorisations dont l'obtention ou le renouvellement auprès des autorités réglementaires compétentes fait l'objet de procédures longues et coûteuses.	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 :* risques dans la conduite de grands projets industriels comprenant une mauvaise prise en compte du dialogue avec les parties prenantes, le non-respect des coûts ou des délais de construction ou de livraison, la non-atteinte des performances opérationnelles, la rupture d'approvisionnement de matières premières, de composants sensibles ou le manque d'énergies nécessaires au projet pouvant s'expliquer par un contexte de tensions géopolitiques.		
N	*Réputation :* risques impactant l'image de marque du Groupe liés à son incapacité à instaurer et conserver la confiance des parties prenantes et à en obtenir les bénéfices qui y sont associés, notamment par un lobbying insuffisamment maîtrisé, à son incapacité à maintenir les valeurs et les normes sociales au sein de l'entreprise, chez ses fournisseurs ou sous-traitants, à son incapacité à bâtir et protéger son image de marque dans son environnement.		

RISQUES SOCIAUX

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

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
O	*Compétences :* risque de pénurie de personnes qualifiées, d'indisponibilité de ressources flexibles en fonction des besoins, de 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 :* risque de manque d'adhésion des salariés dans le cadre de la transformation du Groupe pouvant conduire à des mouvements sociaux.		

Enjeu 7 : Diversité et inclusion au travail

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
Q	*Diversité :* risque de non-représentativité de la population salariée du Groupe par rapport à la société dans laquelle il 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 :* risque de traitement discriminatoire de salariés ou de 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 : *Leadership* et gouvernance responsables
Enjeu 16 : Éthique et conformité

	Risques associés	Opportunités associées	ODD associés
U	*Corruption :* 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 et pouvant conduire à enfreindre le droit à la concurrence.	Exemplarité citoyenne du Groupe. Motivation des salariés.	
V	*Fiscal :* risque de non-conformité aux réglementations fiscales, aux obligations de déclaration et à leurs évolutions.		
W	*Atteinte aux données personnelles* : risques de traitements informatiques erronés sur des données personnelles susceptibles d'impacter les droits et libertés des personnes concernées.		

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

	Risques associés	Opportunités associées	ODD associés
X	*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 n°2017-399 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 2022 (hors Equans)	Résultats 2021 (hors Equans)	Résultats 2020
Risque A : Sécurité industrielle (voir Section 2.2.5.2)				
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 2.2.7.1)				
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 2.2.5.1)				
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 2.2.5)				
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 2.2.2.1)				
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	59,5	65,1	67,5
	• 52 Mt d'émissions de GES liées à l'usage des produits vendus, conformes aux engagements SBT	61,3	65,6	61,5
	• 0 Mt d'émissions de GES liées à nos pratiques de travail (après compensation)	0,3	0,3	0,5
	• 58% de capacités électriques renouvelables, conformes aux engagements SBT	38%	34%	31%

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2022 (hors Equans)	Résultats 2021 (hors Equans)	Résultats 2020
Risque F : Transition liée au changement climatique (voir Section 2.2.2)				
Politique environnementale Groupe	**Objectif à horizon 2030 :** • 100% des activités, projets et sites (y.c. ceux en démantèlement) avec un plan environnemental établi en concertation avec les parties prenantes	53%	37%	21%
Risque G : Perte de 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 une gestion écologique des sites (zéro produit phytosanitaire et respect des espaces naturels)	34%	28%	0%
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 :** • Taux de consommation d'eau de 0,1 m^3 par MWh d'énergie produite	0,300	0,342	0,278
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	**Objectifs opérationnels 2030** : • Réduction de 80% de la quantité de déchets non dangereux évacués vs 2017 (2 773 419 t)	-47% 1 459 706 t	+3% 2 843 003 t	+3% 2 857 579 t
	• Réduction de 95% de la quantité de déchets dangereux évacués vs 2017 (386 783 t)	-94% 23 506 t	-92% 30 240 t	-90% 38 139 t
	% de déchets non dangereux valorisés	80%	84%	76%
	% de déchets dangereux valorisés	21%	15%	30%
Risques J et K : Pollution atmosphérique et pollution du milieu environnant				
Politique environnementale Groupe qui incite à réduire les émissions dans l'air, dans l'eau et dans les sols	**Objectifs opérationnels 2030** : • Réduction de 75% des émissions de NO_x vs 2017 (92 209 t)	-64% 33 517 t	-47% 48 831 t	-47% 49 022 t
	• Réduction de 98% des émissions de SO_2 vs 2017 (159 623 t)	-95% 7 418 t	-34% 105 984 t	-25% 119 584 t
	• Réduction de 60% des émissions de particules totales vs 2017 (7 353 t)	-54% 3 398 t	-23% 5 693 t	-14% 6 312 t
	NO_x (t)	33 517	48 831	49 022
	SO_2 (t)	7 418	105 984	119 584
	Particules totales (t)	3 398	5 693	6 312
	Mercure (kg)	49	194	305

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 2022 (hors Equans)	Résultats 2021 (hors Equans)	Résultats 2020
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 (y.c. ceux en démantèlement) avec un plan sociétal établi en concertation avec les parties prenantes	46%	38%	21%
	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*	1	14	6
	Remplacement en 2022 par un module de e-learning	104	na	na
Risque M : Gestion des grands projets (voir Section 2.2.5)				
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 via matrice de 9 critères RSE	Pas d'indicateur	Pas d'indicateur	Pas d'indicateur
Risque N : Réputation				
Protection de la marque	Taux de satisfaction NPS des clients BtoC (*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 (8 304 000 hors contrats en tarif régulé en 2022)	+32	+19	+19
	Belgique (3 793 000 contrats en 2022)	+1	+2	-1
	Pays-Bas (687 000 contrats en 2022)	+37	nd	nd
	Italie (913 000 contrats en 2022)	+37	+29	+19
	Roumanie (2 073 000 contrats en 2022)	+38	+49	+50
	Australie (689 000 contrats en 2022)	-2	+5	nd
	Objectif à horizon 2030 : • 45 Mt CO_2 évitées chez nos clients par les offres et services d'ENGIE	28,2	26,5	21
Politique environnementale	Nombre de plaintes et de condamnations environnementales	8 plaintes et 1 condamnation	13 plaintes et 2 condam-nations	6 plaintes et 2 condam-nations

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2022 (hors Equans)	Résultats 2021 (hors Equans)	Résultats 2020
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)	305 incidents avérés ou non	205 incidents avérés ou non	283 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	23%	20%	15%
	• Indice de 100 sur les achats responsables (hors énergie) : évaluation RSE et achats inclusifs	38	40	25
Promotion d'un accès à l'énergie pour des populations éloignées des réseaux, notamment en Afrique	**Objectif opérationnel 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'Energies) *NB : du fait du recentrage géographique du Groupe, cet objectif sera amendé en 2024 pour refléter l'ambition du Groupe en matière d'impact social, environnemental et de lutte contre la précarité*	9,5 M	7 M	6 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 2022 (hors Equans)	Résultats 2021 (hors Equans)	Résultats 2020
Risque O : Compétences (voir Section 2.2.6.1)				
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	84%	82%	70%
	Suivi du nombre d'embauches (CDI et CDD)	16 974	15 522	29 481
	Suivi du taux de *turnover* volontaire (démission)	6,5%	5,2%	5,4%
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	135 M€	138 M€	190 M€

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2022 (hors Equans)	Résultats 2021 (hors Equans)	Résultats 2020
Risque P : Adhésion (voir Section 2.2.6.1)				
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*	86%	83%	83%
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	le 8 septembre 2022, 1ère réunion du Forum Mondial chargé d'assurer la mise en œuvre de l'Accord mondial	Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale signé en janvier 2022	Pas de nouvel accord
Risque Q : Diversité (voir Section 2.2.6.1)				
Politique de diversité du Groupe Label diversité	Taux de femmes dans les effectifs	26,2%	25,1%	21,4%
	Objectif à horizon 2030 : • 40% à 60% de femmes managers	29,9%	28,9%	24,1%
Emploi des jeunes	**Objectif à horizon 2030 :** • 10% d'apprentis dans les effectifs du Groupe en France	7,7%	7,2%	7,1%
Risque R : Inéquité (voir Section 2.2.6.1)				
Politique d'égalité professionnelle	**Objectif à horizon 2030 :** • Indice d'équité femmes/hommes de 100			
	France	-	89	87
	Reste du monde	-	82	80
	• Indicateur remplacé en 2022 par : Equité salariale femmes/hommes < 2% dans le monde	1,73%	-	-
Risque S : Santé et sécurité au travail (voir Section 2.2.6.2)				
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 Plan d'action santé-sécurité 2021-2025 articulé en trois axes de prévention : *no life at risk, no mind at risk, no asset at risk.* Plan de transformation santé-sécurité du Groupe "ENGIE *One Safety*" Accord européen sur l'amélioration de la qualité de vie au travail	**Objectif à horizon 2030 :** • Taux de fréquence total des accidents avec arrêt des salariés et sous-traitants sur sites à accès contrôlé ≤ 2,3	2,0 pour un objectif 2022 inférieur ou égal à 2,4	2,5 pour un objectif 2021 inférieur ou égal à 2,8	2,7 pour un objectif 2020 inférieur ou égal à 3,3
	Objectif à horizon 2030 : • A partir de 2023, le taux de prévention sera remplacé par le taux de mortalité Suivi des résultats santé-sécurité par le Comex, le CEEDD et le Conseil d'Administration	0,73 pour une valeur minimale de 0,66	0,65 pour une valeur minimale de 0,57	0,59 pour une valeur minimale de 0,42

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2022 (hors Equans)	Résultats 2021 (hors Equans)	Résultats 2020
Campagne de communication annuelle	Déploiement au travers de la filière santé-sécurité	Campagne de communication sur les risques électriques	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
Risque T : Sûreté dans les déplacements				
Règles sûreté pour les déplacements internationaux Accès des salariés au portail sanitaire et sécuritaire d'International ISOS et aux alertes durant les déplacements internationaux Accès des salariés aux analyses et rapports du site *Control Risks Group* sur les risques pays Accès des salariés aux *e-learning* sûreté des personnes voyageant à l'étranger (International SOS + *Control Risks Group*)	Renforcement des dispositifs de détection des événements Renforcement des *e-learning*s avant mission (en fonction du niveau de risque de la destination) Dispositif *TravelTracker* permettant le suivi des voyageurs à l'international Système d'alerte des personnels en mobilité internationale	Pas d'événement significatif	Pas d'événement significatif	Pas d'événement significatif

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 2022 (hors Equans)	Résultats 2021 (hors Equans)	Résultats 2020
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	305 incidents avérés ou non avérés déclarés dans *My Ethics Incident* dont 20 cas d'allégations de corruption	205 incidents avérés ou non avérés déclarés dans *My Ethics Incident* dont 19 cas d'allégations de corruption	283 incidents avérés ou non avérés déclarés dans *My Ethics Incident* dont 20 cas d'allégations de corruption
	Système de lanceur d'alerte : ethics@ENGIE.com	225 incidents dont 60 concernant l'éthique des affaires	146 incidents dont 39 concernant l'éthique des affaires	201 incidents dont 20 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	100%	96% des GMR (y/c Equans)	86% des GMR
	Objectif à horizon 2030 : 100% du personnel le plus exposé au risque de corruption formé	55%	49%	21%

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2022 (hors Equans)	Résultats 2021 (hors Equans)	Résultats 2020
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 le site internet d'ENGIE : www.engie.com/finance/fiscalite	Voir le site internet d'ENGIE : www.engie.com/finance/fiscalite	Voir le site internet d'ENGIE : www.engie.com/finance/fiscalite
Risque W : Atteinte aux données personnelles				
Politique de protection des données personnelles Groupe	• Evaluations de la conformité au Règlement européen RGPD sur sites ou sur applications concernées • Démarches de certification ISO 27001 de certaines entités • Contrôle externe par une agence de cyber notation	N/D	N/D	N/D
Risque X : 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 Section 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)	305 incidents avérés ou non avérés déclarés dans *My Ethics Incident* dont six cas d'allégations relatives aux droits humains et droit de l'environnement (hors allégations liées aux faits d'ordre de harcèlement sexuel et de harcèlement moral)	205 incidents avérés ou non avérés déclarés dans *My Ethics Incident* dont 18 cas d'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 six allégations relatives aux droits humains et droit de l'environnement (hors allégations liées aux faits d'ordre de harcèlement sexuel et de harcèlement moral

3.4 INFORMATIONS SOCIALES

Dans un contexte géopolitique et sociétal complexe en 2022, ENGIE a su faire face à de multiples challenges, grâce en particulier à son organisation industrielle et intégrée. En effet, ENGIE a été plus que jamais au cœur des sujets clés de notre société, notamment avec une crise environnementale et une crise énergétique qui fait suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Cette dernière d'une ampleur rare a mis en lumière des questions de souveraineté, de sécurité d'approvisionnement et d'accessibilité de tous à l'énergie.

Dans ce contexte, le Groupe a dû être capable d'apporter des réponses concrètes en lien avec trois objectifs stratégiques : attirer et fidéliser tous les talents en développant les compétences, faire évoluer le *leadership* et diffuser la culture ENGIE.

L'enquête interne *ENGIE&ME* a révélé un taux d'engagement de 86% de la part des salariés, pour 73% de collaborateurs ayant répondu. Cela démontre l'adhésion des collaborateurs à la stratégie du Groupe, mais aussi leur compréhension du modèle intégré de l'organisation, mis en place en 2021. Par ailleurs, historiquement attaché à l'actionnariat salarié, le Groupe a lancé en septembre 2022 l'opération Link 2022 pour permettre à ses salariés répartis sur 21 pays d'acquérir des actions du Groupe. Plus d'un salarié sur trois dans le monde et 43% en France ont souscrit à l'opération, une preuve supplémentaire de l'engagement et de l'adhésion des collaborateurs à la feuille de route du Groupe.

Les femmes et les hommes qui composent le Groupe représentent son premier levier de performance et c'est sur eux que s'appuie la réussite d'ENGIE. Pour les accompagner, les programmes d'identification et gestion de talents ont été renforcés. Pour les fidéliser, ENGIE mise à la fois sur sa politique de développement et sur sa politique de parcours de carrière. Elles proposent aux collaborateurs des parcours professionnels variés au sein de ses principaux métiers et les orientent dans leurs priorités de développement.

Pour ce qui est du recrutement, ENGIE, comme l'ensemble de ses pairs, fait face à un marché de l'emploi hautement concurrentiel, des métiers en mutation, des attentes des candidats en évolution permanente. ENGIE a su attirer près de 16 974 personnes dans le monde. La raison d'être d'ENGIE, centrée sur la transition vers une économie neutre en carbone, est clairement un facteur d'attraction.

La diversité, l'équité et l'inclusion sont également des priorités pour le Groupe et représentent des principes clés dans les processus de recrutement, rétention et d'intégration des personnes. A ce titre, ENGIE a lancé en 2022 la nouvelle politique Diversité, Equité et Inclusion, baptisée *Be.U@ENGIE* pour *Be yourself*, *Be united*, *Be unique*.

Pour diffuser cette nouvelle culture, accélérer l'exécution de la stratégie d'ENGIE et renforcer l'engagement des collaborateurs, ENGIE a déployé un nouveau modèle de *leadership*, baptisé *ENGIE Ways Of Leading* (EWOL). Elaboré au cours d'un processus collectif et consultatif avec les collaborateurs, les EWOL comportent cinq priorités de *leadership* : "***Safety & Integrity***, ***ONE ENGIE***, ***Accountability***, ***Trust*** et ***Care*".

Le programme EWOL a pour objectif de guider les comportements individuels des *leaders*, pour incarner la culture d'ENGIE et mettre en pratique les valeurs communes du Groupe au quotidien.

Enfin, le Groupe a confirmé ses engagements sociaux avec :

- un objectif pour l'équité salariale, avec un écart de rémunération femmes-hommes maximal de 2% à atteindre au plus tard en 2030 dans l'ensemble des entités monde ;
- une ambition pour la parité et un objectif de 40 à 60 % de femmes dans le management d'ici 2030 ;
- un objectif pour l'insertion professionnelle avec une cible de 10% d'alternants en 2030 en France ;
- un objectif de 100% de personnel formé chaque année d'ici à 2030.

Dans un monde complexe, la gestion des parties prenantes est critique et le dialogue social un levier de compétitivité pour les entreprises. Chez ENGIE, le dialogue social fait partie intégrante des moyens mis en place par le Groupe pour assurer l'exécution de la stratégie. La raison d'être d'ENGIE est centrée sur la transition énergétique pour tous et va de pair avec la responsabilité sociale forte du Groupe. Son objectif est d'atteindre un niveau d'excellence sociale à la hauteur de ses exigences environnementales. Et l'Accord Mondial signé en 2022 en est la démonstration. Celui-ci assure le déploiement du programme *ENGIE Care*, socle de droits sociaux communs, dans l'ensemble des entités.

Dans une année d'inflation croissante, le Groupe a porté une attention particulière aux rémunérations de ses collaborateurs, en révisant régulièrement ses politiques salariales et en attribuant des primes visant à maintenir le pouvoir d'achat. En outre, le Groupe a annoncé en octobre le versement d'une prime exceptionnelle de 1 500 euros à chacun de ses collaborateurs dans le monde entier.

Suite à la cession d'EQUANS en octobre 2022, les données sociales présentées dans ce chapitre n'intègrent pas cette entité (à l'exception des résultats santé-sécurité qui sont présentées avec et sans EQUANS, voir Section 3.4.7).

3.4.1 DONNÉES SOCIALES

3.4.1.1 Effectif

Présent dans 31 pays, ENGIE compte 96 454 collaborateurs à fin décembre 2022. La diminution des effectifs de 75 020 salariés par rapport à 2021 provient essentiellement de la cession des entités EQUANS (-69 970) et ENDEL (-4 745) en 2022, telle que prévue dans le plan stratégique du Groupe.

GRI 102-7 /405-1	France	Europe, hors France	Amérique du Sud	USA & Canada	Moyen Orient, Asie et Afrique	2022	2021	2020
Renouvelables	2 836	349	943	318	368	**4 814**	4 882	4 878
Infrastructures	17 162	3 078	708	858		**21 806**	22 542	19 624
Energy Solutions	15 113	15 535	2 271	2 206	7 536	**42 661**	47 531	47 716
Fourniture d'Énergie	7 007	3 608	-	-	1 963	**12 578**	12 829	16 495
Production Thermique	172	1 156	858	65	1 319	**3 570**	4 262	2 819
Nucléaire	-	2 057	-	-	-	**2 057**	2 135	2 190
Autres	4 231	2 626	900	1 099	112	**8 968**	7 323	9 406
Dont GEMS	*1 501*	*1 147*	-	*458*	*108*	***3 214***		
Sous-total	**46 521**	**28 409**	**5 680**	**4 546**	**11 298**	**96 454**	**101 504**	**103 128**
Equans						-	69 970	69 575
TOTAL	**46 521**	**28 409**	**5 680**	**4 546**	**11 298**	**96 454**	**171 474**	**172 703**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

GRI 102-7 / 405-1	2022 Renou-velables	Infra-structures	Energy Solutions	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	*Dont GEMS*	Groupe	%	2021 hors EQUANS	2021 Groupe	2020 Groupe
Cadres	**2 500**	**5 625**	**10 855**	**2 612**	**1 085**	**483**	**6 176**	***2 215***	**29 336**	**30,4%**	**30 641**	**45 819**	**45 280**
Hommes	1807	3 808	8 257	1 555	957	393	3 800	*1 481*	20 577	70,1%	21 789	34 542	34 361
Femmes	693	1817	2 598	1 057	128	90	2 376	*734*	8 759	29,9%	8 852	11 277	10 919
Non cadres	**2 314**	**16 181**	**31 806**	**9 966**	**2 485**	**1 574**	**2 792**	***999***	**67 118**	**69,6%**	**70 863**	**125 655**	**127 423**
Hommes	1 763	12 042	25 741	6 418	2 249	1 371	1 071	*386*	50 655	75,5%	54 210	99 627	101 281
Femmes	551	4 139	6 065	3 548	236	203	1 721	*613*	16 463	24,5%	16 654	26 029	26 142
Total	**4 814**	**21 806**	**42 661**	**12 578**	**3 570**	**2 057**	**8 968**	***3 214***	**96 454**	**100%**	**101 504**	**171 474**	**172 703**
Hommes	3 570	15 850	33 998	7 973	3 206	1 764	4 871	*1 867*	71 232	73,9%	75 999	134 169	135 642
Femmes	1 244	5 956	8 663	4 605	364	293	4 097	*1 347*	25 222	26,1%	25 505	37 305	37 061
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

Au 31 décembre 2022, l'effectif se compose de 29 336 cadres soit 30,4% de l'effectif total et de 67 118 non-cadres soit 69,6%. La proportion des cadres est en légère hausse de 0,2% en comparaison à 2021.

La part des effectifs féminins représente 29,9% des cadres (voir Section 3.4.2.3), en augmentation de 1% par rapport à 2021.

3.4.1.2 Nature des contrats et évolution

À fin décembre 2022, 88 241 personnes disposent d'un contrat à durée indéterminée (CDI) soit 91,5% de l'effectif. 4 499 personnes sont sous contrat à durée déterminée (CDD) soit 4,7% de l'effectif.

Par ailleurs, avec 3 714 jeunes en contrat d'alternance soit 3,9% de l'effectif, ENGIE confirme et maintient son engagement en faveur de l'intégration des jeunes. L'apprentissage permet d'associer la pratique professionnelle aux enseignements théoriques dispensés dans les centres de formation. L'apprentissage est également un vecteur de recrutement important (voir Section 3.4.3.4.5).

GRI 102 -8	2022 Renou-velables	Infra-structures	Energy Solutions	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	*Dont GEMS*	Groupe	2021 hors EQUANS	2021 Groupe	2020 Groupe
CDI	91,5%	94,5%	90,3%	25,3%	8,0%	99,9%	93,8%	*94,6%*	91,5%	91,5%	90,0%	90,4%
CDD	3,7%	0,6%	6,2%	2,8%	0,3%	0,1%	2,2%	*2,4%*	4,7%	4,8%	6,3%	6,1%
Contrat d'Alternance	4,8%	4,9%	3,5%	1,3%	0,0%	0,0%	4,0%	*3,0%*	3,9%	3,8%	3,6%	3,5%
% de restitution	*100%*	*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.

GRI 405-1	2022 Renou-velables	Infra-structures	Energy Solutions	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	*Dont GEMS*	Groupe	2021 hors EQUANS	2021 Groupe	2020 Groupe
< à 25 ans	2,2%	2,5%	3,7%	4,1%	1,3%	1,0%	1,5%	*1,3%*	3,0%	2,8%	3,3%	3,4%
25 à 34 ans	24,9%	21,5%	24,5%	22,7%	19,9%	14,9%	20,3%	*22,9%*	22,8%	23,2%	22,5%	23,0%
35 à 44 ans	37,6%	31,5%	28,8%	33,4%	32,3%	34,5%	34,0%	*39,1%*	31,2%	31,1%	28,9%	28,8%
45 à 54 ans	24,8%	30,4%	25,0%	27,1%	29,1%	22,2%	29,7%	*27,0%*	27,0%	27,3%	26,8%	27,3%
> à 55 ans	10,4%	14,1%	18,0%	12,7%	17,4%	27,4%	14,5%	*9,7%*	15,9%	15,7%	18,2%	17,5%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	100%	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.2 CULTURE ET ENGAGEMENT

3.4.2.1 Culture

La culture d'ENGIE est basée sur sa raison d'être (voir Section 1.1.1), boussole des orientations stratégiques du Groupe et de la vocation de chaque collaborateur à contribuer à la transition énergétique. Elle est renforcée par sa capacité à agir collectivement et individuellement, quelle que soit l'activité ou la localisation géographique. *ONE ENGIE* est l'expression des pratiques de travail collectives, harmonisées et incarnées à chaque niveau de l'organisation. Ces pratiques sont aussi les conditions d'une culture inclusive permettant à chacun d'être soi-même.

3.4.2.1.1 Être acteurs de la transition énergétique

ENGIE est un pionnier de la transition énergétique. Au cœur de sa stratégie, son engagement constant est de développer un mix-énergétique équilibré, abordable, fiable et durable.

L'objectif du Groupe est d'accompagner ses parties-prenantes dans leur ambition de décarbonation. Chaque collaborateur ENGIE doit être conscient des défis auxquels il contribue à répondre : à l'urgence climatique, à la responsabilité sociétale et à un marché de l'énergie incertain et volatile.

Au sein d'ENGIE, tous les collaborateurs sont à la fois ambassadeurs de la stratégie du Groupe et acteurs de la transition énergétique. Ensemble au quotidien, ils œuvrent pour l'atteinte de l'objectif Net Zéro carbone en 2045 et pour faire d'ENGIE, le champion des énergies zéro carbone. Cette communauté de collaborateurs défend un nouveau modèle de société qui réconcilie performance économique, progrès humain et respect de l'environnement. Cette communauté est ouverte sur la société et les acteurs des territoires. Le développement de cette communauté apprenante est source d'épanouissement individuel. Les pratiques managériales et les parcours de carrières sont mis au service de la réussite du projet en faveur de la transition énergétique.

3.4.2.1.2 Agir ensemble, en tant que "ONE ENGIE"

Pour relever ensemble les défis de la transition énergétique et atteindre ses objectifs stratégiques, le Groupe a engagé en 2021 une transformation organisationnelle profonde, articulée autour de quatre *Global Business Units* et de quatre *hubs* régionaux. La transversalité introduite par cette réorganisation permet de bâtir une culture *ONE ENGIE* commune à l'ensemble des collaborateurs.

Cette culture commune *ONE ENGIE* repose sur des pratiques de travail harmonisées, les "*ENGIE WOW*" (*Ways Of Working*): *COLLABORATE, PRIORITIZE, COMMIT TO DELIVER, FOCUS ON BUSINESS, ENGAGE*. Ces cinq principes doivent guider les comportements de chaque collectif, tant dans leur fonctionnement interne que dans les interactions avec le reste de l'organisation.

Les *ENGIE WOW* 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.

Ils ont été déployés au sein de chaque entité du Groupe et se traduisent par l'engagement concret des équipes dans leur travail quotidien. L'exemplarité des *managers* incarnant les *ENGIE WOW* promeut les comportements associés. Les *ENGIE WOW* jouent ainsi pleinement leur rôle fédérateur. C'est là l'un des fondements du modèle de *leadership* du Groupe ENGIE.

Dès 2022, l'ensemble des collaborateurs du Groupe ont été invités à s'exprimer sur leur perception du respect des comportements associés aux cinq principes d'*ENGIE WOW*, grâce à l'enquête d'engagement *ENGIE&ME*. Un an après leur mise en œuvre, les comportements concrets associés à ces principes sont visibles au sein de l'organisation.

3.4.2.2 Engagement

La culture commune du Groupe et l'action individuelle pour réaliser la transition énergétique, forment le support de l'engagement des collaborateurs. Afin de leur permettre de s'approprier les enjeux de la transition et ses impacts sur les métiers, de développer leurs compétences et de leur donner les moyens d'action dans leurs pratiques au quotidien, ENGIE a créé sa *Sustainability Academy*.

3.4.2.2.1 *Sustainability Academy*

ENGIE a créé en 2021 sa *Sustainability Academy* afin de permettre l'engagement de chaque collaborateur, également acteur de la transition énergétique. Les collaborateurs agissent en tant que véritables ambassadeurs internes de la stratégie du Groupe et de sa mise en œuvre opérationnelle. Toutes les initiatives de la *Sustainability Academy* sont élaborées en interne grâce à l'expertise et la mobilisation des collaborateurs.

La *Sustainability Academy* permet l'engagement des collaborateurs grâce à trois leviers :

- **Connaître et s'approprier la stratégie du Groupe et ses enjeux opérationnels**
  - un programme de formation en ligne sur la stratégie du Groupe est complété par des cycles de tables rondes tout au long de l'année. L'objectif est de décrypter les enjeux de la transformation stratégique du Groupe : sobriété énergétique, développement du biométhane, finance verte, compensation carbone ;
  - des programmes de formation sur les marchés de l'énergie, les technologies décarbonées et la sobriété énergétique complètent ce premier levier.
- **Comprendre la contribution de son activité aux objectifs stratégiques du Groupe**
  - q@uelle que soit sa fonction, il s'agit d'être conscient de son impact sur la transition énergétique. Des questions concrètes sont à intégrer à chaque processus de décision : comment améliorer la gestion des parties prenantes ? comment utiliser la matrice RSE du Groupe pour tenir compte de l'incidence sociétale et environnementale de mon activité ? les contrats cadres sont-ils adaptés aux engagements du Groupe ?
  - un programme de formation est dédié aux *business developers* et forces commerciales pour renforcer leurs compétences et répondre de manière optimale aux attentes de nos clients.
- **Agir au quotidien pour la transition énergétique et être ambassadeur par son exemplarité**
  - La transition énergétique est l'affaire de tous au quotidien. Chacun doit en maîtriser les enjeux mais également les bonnes pratiques associées, que ce soit en termes d'utilisation des outils informatiques, ou de sobriété ;
  - la *Sustainability Academy* est également le cadre de partage de son expertise et de ses expériences. Annuellement, elle rassemble plus de 4 000 collaborateurs à travers les différentes implantations géographiques. Des formations d'un total de 48 heures en continu sont dédiées au partage de connaissance, d'expertises et d'expériences sur les sujets de durabilité au sein de l'entreprise. Plus de 100 évènements et sessions d'échanges sont organisés par les collaborateurs.

3.4.2.2.2 L'engagement des collaborateurs dans la stratégie du Groupe (*ENGIE&ME*)

La compréhension et l'adhésion des collaborateurs du Groupe à sa stratégie est l'ingrédient moteur de l'engagement mesuré grâce à l'enquête annuelle *ENGIE&ME*. Cette enquête d'engagement, commune à l'ensemble du Groupe, met en évidence le *ONE ENGIE*. En 2022, 73% des collaborateurs se sont exprimés sur les leviers de leur engagement.

La hausse du taux d'engagement durable des collaborateurs du Groupe (86% en 2022) est portée par une appropriation massive de la stratégie du Groupe, qui renforce leur fierté et en font des ambassadeurs de l'entreprise et de sa raison d'être.

Les résultats ont notamment mis en exergue le fait que :

- 86% des collaborateurs recommandent ENGIE en tant qu'entreprise où il fait bon travailler ;
- 80% des collaborateurs croient en la capacité du Groupe à accélérer la transition vers une économie neutre en carbone ;

- 84% des collaborateurs sont conscients de leur rôle au sein de leur entité pour protéger l'environnement ;
- 91% des collaborateurs déclarent travailler au-delà de leurs propres missions pour permettre à l'entreprise d'y parvenir.

Être des acteurs de la transition énergétique engagés dans la stratégie du Groupe, c'est également s'assurer que l'ensemble des parties prenantes d'ENGIE soient associées à cette transformation. Au total 81% des collaborateurs confirment leur engagement et attachement à ENGIE en tant qu'entreprise socialement responsable.

3.4.2.3 Diversité et Inclusion

3.4.2.3.1 Politique

Au niveau Groupe

En 2022, pour la première fois, ENGIE s'est doté d'une politique Monde en matière de Diversité, Equité et Inclusion (DEI). Elle a le double objectif de faire progresser le Groupe dans la représentation de la diversité des populations et de faire de tous les environnements de travail des lieux inclusifs. Il n'y a pas de place ni pour la discrimination ni pour le harcèlement, quelles que soient leurs formes.

Cette politique :

- est destinée à l'ensemble des collaborateurs ;
- doit s'adapter et se décliner en fonction des contextes juridiques et culturels locaux ;
- vise à changer la culture du Groupe ;
- est évolutive dans le temps ;
- et contribue à la performance.

Les thématiques prioritaires définies pour 2022 et 2023 sont :

- l'équité de genre (avec notamment le programme *Fifty-Fifty*) ;
- la question LGBTQ+ (lesbiennes, gays, bisexuels, trans et nouvelles identités) ;
- les origines (comprenant les nationalités, l'origine ethnique, la couleur de peau, la religion, l'origine sociale, les formations et parcours professionnels atypiques) ;
- les générations (l'insertion des jeunes et l'employabilité des seniors) ;
- et la question du handicap.

La nouvelle politique "*Be.U@ENGIE*" permet à chaque salarié de se sentir libre d'être soi-même (*".e.Unique*". pour contribuer au mieux à l'ambition collective du Groupe (*".e.United*".. Une feuille de route sera déployée dans toutes les régions à partir de 2023 et pilotée par un Comité DEI Monde.

En France

Le Groupe mène une politique volontariste, ambitieuse et innovante en matière de RSE depuis de nombreuses années. Elle vise à lutter contre les discriminations et promouvoir l'égalité des chances et de traitement.

Cette action a été reconnue par l'obtention du Label Diversité pour la première fois en 2012, confirmée par des audits successifs et prolongée en 2022. Le dernier audit a eu lieu en septembre 2020 et a confirmé 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 en France.

3.4.2.3.2 Mixité

ENGIE ambitionne de devenir une référence en termes d'égalité professionnelle et salariale. Deux objectifs extra-financiers de rang 1 ont été établis et validés par le Conseil d'Administration :

- écart de rémunération entre les femmes et les hommes inférieur à 2% sur des postes équivalents au niveau Groupe, à l'horizon 2030 ;
- parité femmes-hommes, avec un objectif de 40% à 60% de femmes cadres dans le Groupe d'ici 2030.

En interne, cela se traduit notamment par :

- un dialogue social soutenu et constant ;
- un socle commun de protection sociale garanti à l'ensemble des collaborateurs partout dans le monde ;
- une attention portée au développement des collaborateurs ;
- et à leur inclusion au sein du Groupe dans le respect de leur diversité.

Pour ENGIE, la diversité, l'égalité professionnelle et l'inclusion représentent des leviers d'innovation et de performance. ENGIE a donc lancé et déployé le programme *Fifty-Fifty* depuis 2020. Ce programme s'appuie sur une approche systémique pour créer les conditions nécessaires à l'atteinte de l'égalité professionnelle femmes-hommes.

Ce programme répond à une demande de la Société, des clients d'ENGIE, et de ses parties prenantes. Sa feuille de route s'articule autour de six piliers : structuration et gouvernance, diagnostic et certification, communication et sensibilisation, adaptation de l'organisation, formation et développement des collaborateurs, et résonnance externe. Il s'agit pour ENGIE de devenir un acteur de référence en la matière et d'attirer les meilleurs talents.

Depuis 2021, chaque entité bénéficie d'une "boite à outils *Fifty-Fifty*" adaptée aux métiers et environnements culturels de chaque région, centrée principalement sur :

- **La formation et le développement des collaborateurs**
  - trois programmes "Diversité, égalité professionnelle et Inclusion" sont déployés depuis mai 2021 : un programme en ligne pour l'ensemble des employés et deux programmes en présentiel et à distance, l'un pour l'encadrement, l'autre pour les dirigeants du Groupe ;
  - en 2022, le Groupe a continué le déploiement d'un programme de développement personnel *Wo+Men to Lead*, pour les femmes et les hommes *leaders* ;
  - un partenariat avec la *Women Initiative Foundation* permet depuis 2020, de former au *leadership* inclusif avec la collaboration de grandes universités internationales.
- **La communication, la sensibilisation des équipes et le partage des bonnes pratiques**
  - des évènements sont proposés à l'ensemble des collaborateurs durant l'année : à l'occasion de la journée internationale des droits des femmes, pour sensibiliser les managers et les RH sur les biais dans le recrutement ;
  - un guide "Harcèlement Sexuel et Agissements Sexistes" a été rédigé en 2022 et partagé avec les filières Ressources Humaines et Éthiques de chaque pays du Groupe, sous l'impulsion du Comité Exécutif qui a souhaité réaffirmer la Tolérance zéro à cet égard ;
  - des ateliers de sensibilisation des Comités Exécutifs des entités sont organisés depuis 2021. Ils permettent de sensibiliser les dirigeants et de les aider à construire leurs plans d'action pour l'égalité, au sein de leur entité ;
  - les *Fifty-Fifty Awards*, un concours accessible à tous en vue de récompenser les équipes les plus investies en faveur de la mixité, est organisé annuellement au sein d'ENGIE depuis novembre 2021 ;
  - une plateforme média en ligne contenant une multitude de ressources (vidéos, témoignages, articles, bonnes pratiques) a été créée sur la plateforme de e-learning du Groupe en novembre 2021 ;

- des conférences et des partages de bonnes pratiques orientées "Diversité, égalité professionnelle et Inclusion". Elles sont proposées tout au long de l'année aux collaborateurs et collaboratrices d'ENGIE qui souhaitent lancer de nouvelles initiatives dans leur propre périmètre. Il s'agit du réseau des *Change Drivers* qui a été créé en novembre 2019 ;
- le réseau des *ChangeMakHers*, créé en 2021, regroupe des *leaders* formés pour faire bouger les lignes au sein de l'organisation et montrer l'engagement d'ENGIE à l'extérieur du groupe, dans des conférences, associations et tables rondes.

- **La réalisation d'un diagnostic et l'obtention de la certification EDGE**
  - en décembre 2022, 15 entités dans neuf pays ont obtenu la certification EDGE en Diversité et Inclusion ; sept autres entités sont en cours de certification. Cette certification est une reconnaissance internationale en matière d'égalité femmes-hommes et porte sur la culture d'entreprise, le recrutement, l'avancement, le mentorat et la formation de ses dirigeants ;
  - en octobre 2022, 25 questions sur la "diversité, égalité professionnelle et inclusion" ont été insérées dans l'enquête d'engagement annuel *ENGIE&ME* ;
  - en mai 2021, les conclusions de l'audit des processus d'évaluation des talents pour les rendre plus inclusifs ont été rendus. Les recommandations sont toujours appliquées ou mises à jour.

À fin décembre 2022, la part des femmes dans le Groupe est de 26,1%. Le taux de femmes dans le management est de 29,9%. Au sein de l'*Operational Committee*, le taux de femmes est de 35,2%, soit 19 femmes et 35 hommes. Et au sein du Comité Exécutif du Groupe, le taux de femmes est de 40% soit quatre femmes et six hommes.

- **La résonnance externe**

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. De plus, 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.

Par ailleurs, 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" avec pour objectif de les accompagner pour devenir Ingénieur. En septembre 2021, quatre jeunes femmes ENGIE avaient rejoint cette promotion. En septembre 2022, ENGIE a poursuivi son engagement dans le cadre d'une deuxième promotion.

Enfin, ENGIE participe depuis 2022 au sommet *Rise & Lead* qui réunit des dirigeants d'entreprise, des entrepreneurs et des *leaders* afin de partager les meilleures pratiques et les idées pour conduire le changement vers la diversité, l'équité et l'inclusion.

	2022									2021 hors EQUANS	2021 Groupe	2020 Groupe
GRI 405-1	Renou-velables	Infra-structures	Energy Solutions	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	*Dont GEMS*	Groupe			
Proportion de femmes dans l'effectif	25,8%	27,3%	20,3%	36,6%	10,2%	14,2%	45,7%	*41,9%*	26,2%	25,1%	21,8%	21,4%
Proportion de femmes dans le management	27,7%	32,3%	23,9%	40,5%	11,8%	18,6%	38,5%	*33,1%*	29,9%	28,9%	24,6%	24,1%
% de restitution	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	*100,0%*	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Proportion de femmes dans les embauches	38,3%	35,6%	22,0%	30,2%	18,7%	10,3%	49,7%	*47,1%*	28,2%	24,6%	22,3%	21,8%
Proportion de femmes dans les embauches cadres	36,8%	37,2%	23,3%	41,7%	21,9%	0,0%	40,0%	*35,8%*	30,5%	27,2%	24,5%	27,0%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.2.3.3 Équité salariale et égalité professionnelle

Dans le cadre de sa politique RSE et en soutien de sa raison d'être, ENGIE avait fait le choix d'étendre l'obligation française de calcul de l'index égalité professionnelle et salariale à toutes les sociétés de plus de 250 salariés à l'international. Pour rappel, 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.

En 2022, dans la continuité de son ambition et pour plus de lisibilité, le Groupe a choisi de se focaliser, parmi les indicateurs de l'index égalité professionnelle et salariale, sur l'indicateur d'équité salariale. Ce dernier mesure l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes. ENGIE a choisi de retenir pour objectif un écart maximal de 2% au niveau Groupe sur des postes équivalents.

Pour l'année 2022, l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes ressort à 1,73%. Dans un contexte d'inflation en hausse, ENGIE a su réduire cet écart.

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.

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.

En 2022, la Direction des Ressources Humaines, en collaboration avec la Direction Éthique, *Compliance & Privacy*, a mis en place un guide pratique à destination de tous les pays et entités d'ENGIE. Ce guide aspire à aligner les définitions et à les aider à concevoir leur propre programme de prévention et de lutte contre les comportements sexistes et le harcèlement sexuel. La campagne de sensibilisation a démarré avec un webinaire en octobre 2022, engageant chaque entité à bâtir un plan d'actions pour une "Tolérance zéro".

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.

De plus, 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.

Rappelons par ailleurs qu'ENGIE fait figurer systématiquement sur les factures d'énergie adressées à ses huit millions de clients en France, le numéro vert "SOS femmes battues". Le public est ainsi tenu informé des moyens d'actions contre les violences faites aux femmes.

3.4.2.3.4 Inclusion et accompagnement vers l'emploi

Particulièrement engagé sur le sujet, ENGIE développe de nombreuses initiatives innovantes en partenariat avec son écosystème pour favoriser l'apprentissage.

3.4.2.3.4.1 Insertion sociale et professionnelle des jeunes

Membre fondateur du Collectif des entreprises pour une économie plus inclusive, le Groupe mène depuis 2018, aux côtés de 35 grandes entreprises et des pouvoirs publics, des actions sur l'ensemble du territoire. Un *escape game* a par exemple pu être créé pour sensibiliser les jeunes aux métiers d'ENGIE. La force du Collectif réside dans la capacité des entreprises à partager leurs expériences et à permettre à chacune de bénéficier du savoir-faire commun et d'un réseau local.

Ces actions favorisent ainsi 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 3ème jusqu'à leur entrée dans la vie professionnelle.

Le Collectif a lancé en septembre 2022 un vaste programme pour encourager parmi ses membres le développement du mentorat pour atteindre 1% de mentors parmi l'ensemble des salariés des 36 entreprises membres, à fin 2023. A ce titre, ENGIE s'est engagé à développer le mentorat externe en complément du dispositif interne existant.

En 2022, ENGIE a participé au côté des entreprises du Collectif au Salon Jeunes d'Avenir en Ile-de-France. Il a permis à la fois aux Ambassadeurs Techniciens de présenter les métiers du Groupe et à plusieurs femmes, responsables de sites, de partager leur expérience avec des jeunes femmes en recherche d'alternance et d'orientation. Le Groupe a par ailleurs lancé l'initiative "prépa apprentissage" en accueillant dix jeunes déscolarisés et éloignés de l'emploi. A l'issue de leurs parcours, six ont intégré le Centre de Formation d'Apprentis (CFA) d'ENGIE.

Le Groupe s'implique dans l'insertion sociale et professionnelle des personnes en grande difficulté ou en situation d'exclusion.

Depuis décembre 2020, ENGIE préside le GAN France (*Global Apprenticeship Network*), un réseau mondial d'apprentissage qui a pour objectifs :

- d'encourager les initiatives des entreprises ;
- d'agir sur les freins au développement de l'alternance ;
- de lier ces initiatives avec de vraies opportunités professionnelles pour les jeunes ;
- de miser sur la formation en milieu professionnel comme tremplin pour l'accès au marché du travail.

Les différents partenariats institutionnels, associatifs ou d'entreprises facilitent également l'employabilité des jeunes stagiaires ou apprentis, tant en interne qu'en externe. A toutes les étapes du processus de recrutement des stagiaires et apprentis notamment, une attention particulière est apportée pour un recrutement toujours plus inclusif.

3.4.2.3.4.2 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.

Les managers sont invités à suivre des formations en e-learning destinés à les sensibiliser sur l'ensemble des thématiques sur le handicap en entreprise. Un webinaire dédié au handicap a été animé le 6 octobre 2022 par Jean-Sebastien Blanc, Directeur des Ressources Humaines du Groupe, avec pour objectif la sensibilisation de l'ensemble des collaborateurs du Groupe.

Par ailleurs, ENGIE a conçu en 2022 un programme spécialement dédié aux jeunes alternants et stagiaires du Groupe. Il s'agit de les sensibiliser aux situations de handicap qu'ils peuvent vivre à titre personnel, pour les accompagner le cas échéant dans la reconnaissance de handicap. Ce dispositif vise aussi à les sensibiliser dans leur futur rôle de manager et sera pleinement déployé en 2023.

Grâce à des moyens financiers et humains, trois millions d'euros par an en moyenne et plus d'une vingtaine de référents handicap appuyés par des relais locaux, ENGIE emploie en France environ 2 136 salariés en situation de handicap. Le taux d'emploi d'ENGIE en France est de 3,4% en 2022.

La collaboration avec le Secteur du Travail Protégé et Adapté (ESAT et entreprises adaptées) 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.

Catherine MacGregor, Directrice Générale, a signé le 3 octobre 2022 une convention nationale avec le réseau GESAT, qui représente en France 2 250 ESAT et entreprises adaptées. L'objectif est de faciliter l'accès aux sociétés du Groupe aux fournisseurs employant des personnes en situation de handicap.

Dans le cadre des travaux sur l'accessibilité numérique, ENGIE s'est engagé en 2022 dans un programme de formation inter-entreprises de référents accessibilité numérique. Cette formation est réservée à des personnes en situation de handicap.

3.4.2.3.4.3 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 la 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 salariés en Ressources Humaines en France ;
- la mise à disposition d'un catalogue de formation/sensibilisation à destination des Comités de direction, 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 2e 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.

En 2022, ENGIE a participé aux évènements suivants :

À l'international

- 17 mai (IDAHOT 2022 - Journée Internationale contre l'homophobie, la transphobie et la biphobie) : webinaire international avec des témoignages de collaborateurs.trices sur leur parcours de vie, et le témoignage de BNP Paribas sur le traitement de la parentalité. 200 participants étaient présents sous le parrainage de Jean-Sébastien Blanc, Directeur des Ressources Humaines du Groupe.
- 11 octobre (Journée Internationale du *Coming Out*) : webinaire organisé par les réseaux *Friends*, *Pride NorthAm* et *Pride Impact* avec des témoignages de collaborateurs.

En France

- 13 février : 2e participation au Baromètre IFOP/L'Autre Cercle pour les entités volontaires (20 600 salariés). Les actions entreprises par le Groupe ont été reconnues avec une hausse du baromètre en comparaison avec l'année précédente. Toutefois, la problématique de la visibilité des personnes homosexuelles reste entière, en particulier pour les femmes.
- 20 juin : webinaire sur les Alliés avec le partenaire L'Autre Cercle et la participation de Didier Holleaux, Directeur Général Adjoint du Groupe.
- 29 juin : renouvellement de la signature de la Charte d'engagement de L'Autre Cercle.
- 15 septembre : interview de Catherine MacGregor dans le magazine Têtu.
- 11 octobre : élection de Didier Holleaux comme Rôle-Modèle Allié Dirigeant à l'édition 2022 organisée par L'Autre Cercle.

3.4.3 LES POLITIQUES D'ATTRACTION ET DE DÉVELOPPEMENT DES RESSOURCES HUMAINES

3.4.3.1 La Formation et le Développement

Le Groupe offre à ses collaborateurs des opportunités de développer leurs compétences à travers des programmes de formations, des parcours de carrières et des actions de développement personnel. Cela permet de développer l'employabilité en adaptant les compétences aux évolutions des métiers et des technologies. La transition écologique et les accélérations technologiques dues à la digitalisation et à l'intelligence artificielle transforment les métiers des collaborateurs. Elles créent également des tensions en matière 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 selon trois axes : une gestion anticipée des compétences pour préparer l'avenir, une mobilité interne renforcée au service des 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. Cela favorise leur engagement, leur épanouissement et leur employabilité, au service de la pérennité des activités du Groupe. Cette stratégie est inscrite dans une politique de formation et développement déployée depuis 2017.

3.4.3.1.1 ENGIE *Skills*, programme de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences

Afin de conduire des politiques et des actions de développement appropriées, ENGIE se dote d'une approche forte par les compétences. Elles 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 des ENGIE Jobs qui recense (suivant une approche d'amélioration continue) 300 métiers repères permettant :

- une meilleure connaissance de la répartition des 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.

3.4.3.1.2 Formation : ambition 100%

Le développement des compétences et le maintien de l'employabilité sont des axes cruciaux pour la compétitivité et la performance du Groupe, ainsi que pour sa capacité à déployer sa stratégie. ENGIE poursuit depuis février 2020 son objectif extra-financier visant à former chaque année 100% des collaborateurs à horizon 2030.

Pour cela, ENGIE privilégie une approche du développement des compétences, qui met en exergue des compétences prioritaires par population et les besoins clés de formation associés. Cette stratégie s'est traduite par la mise en place d'une gouvernance *Learning* et la création d'une instance décisionnaire sur le *Learning*. Elles regroupent les dirigeants de la Formation au niveau des *Global Business Units* et régions du Groupe.

Dans ce cadre, ENGIE a identifié trois formations obligatoires en 2022, à réaliser en *e-learning* par l'ensemble des collaborateurs sur les sujets de Santé-Sécurité, d'Ethique et de Cybersécurité. ENGIE a également proposé en fin d'année 2022, des parcours de formations diversifiées sur les compétences clés en management et *leadership* pour les cadres du Groupe. Les cadres travaillant dans les métiers des énergies renouvelables sont les premiers à bénéficier du déploiement de ces *Management paths*.

En complément de la priorisation de compétences clés, ENGIE s'attache à infuser une culture *Learning* et à permettre des opportunités d'apprentissage régulières, en favorisant la flexibilité des modalités d'apprentissage. Ainsi, en complément de sessions de formation présentielles, en classes virtuelles ou en *e-learning*, le Groupe s'est équipé d'une plateforme de Mobile *Learning* en 2021 qui facilite l'accès pour les collaborateurs à des modules de formation sur des fondamentaux *Business* et Culture Groupe tels que l'hydrogène ou la sobriété.

Le Groupe déploie au niveau mondial des programmes de formation clés qui nécessitent un passage à l'échelle rapide. Le recours à des formateurs locaux est également un levier pour atteindre l'objectif de 100% des collaborateurs formés en 2030.

3.4.3.1.3 ENGIE University

ENGIE University accompagne depuis plus de 15 ans le développement professionnel et personnel des collaborateurs, en particulier cadres et managers. Elle est, en plus d'un centre de formation certifié Qualiopi, un lieu de réflexions stratégiques sur les politiques Learning et Développement Groupe, ainsi que sur les sujets Compétences d'aujourd'hui et demain.

Depuis 2021, *ENGIE University* a accéléré le déploiement des programmes permettant à chaque collaborateur de s'approprier la nouvelle stratégie du Groupe. En 2022, en complément des programmes de la *Sustainability Academy*, ENGIE University a créé des parcours de formation courts en e-learning. Elles concernent l'empreinte carbone des équipements informatiques (programme *Green IT*) et la sobriété énergétique pour les collaborateurs, aujourd'hui véritables *transition makers*. Des *Sustainability Learning Days* ont également été organisés sur 48 heures en continue à l'automne 2022, permettant à l'ensemble des collaborateurs du Groupe, indépendamment du fuseau horaire, de participer à l'événement en tant que formateur ou apprenant. Au total, ce sont plus de 1 300 personnes qui ont participé à 101 sessions autour des sujets de transformation business, décarbonation des clients et transformation interne.

Toujours fortement marquée par l'hybridité des modes de travail, ENGIE University a fait le choix de conserver des programmes en présentiel et des programmes en version digitale (e-learning et classes virtuelles, application mobile U.learnGO). Cela permet au plus grand nombre de collaborateurs, partout dans le monde, de pouvoir continuer à se former.

L'Université a ainsi organisé une nouvelle édition du *Learning Festival* en mars 2022. Cet événement, conçu et réalisé en format 100% digital, a proposé une semaine de formation à l'ensemble des collaborateurs du Groupe. Le *Learning Festival* a permis de développer des compétences clés, un besoin qui se conjugue avec la crise et qui nécessitait de réajuster les savoir-faire. Le *Learning Festival* 2022 a rassemblé plus de 1 200 collaborateurs de 44 nationalités, représentant toutes les entités du Groupe autour de 120 sessions différentes (*Learning Programs*, *Learning Activities*, *Social Events*). Un total de 42 formateurs externes et 44 intervenants internes ont animé ces sessions.

Le U.Camp, campus éphémère et itinérant d'ENGIE University organisé durant une semaine dans un lieu unique en France ou à l'international, a pu reprendre en 2022. Organisé en présentiel, cet événement permet de regrouper des collaborateurs d'entités et de métiers variés autour de formations et de moments conviviaux de grande qualité. C'est un levier fort de la culture d'ENGIE, qui est en même temps une expérience apprenante pour renforcer le sentiment d'appartenance, augmenter la performance et accélérer la transformation du Groupe. À Paris, plus de 1 000 collaborateurs de 26 nationalités ont participé à 40 sessions, *social events* et *market place*. En août, c'est à Rio de Janeiro que plus de 500 collaborateurs de toute l'Amérique Centrale et latine se sont retrouvés.

La transformation du Groupe impliquant aussi une évolution des métiers, ENGIE University développe depuis 2022 des Académies pour ses quatre Global Business Units. Ces Académies, pour certaines encore en construction fin 2022, proposent des parcours permettant une amélioration de la professionnalisation et de l'excellence opérationnelle des collaborateurs, l'ancrage d'une culture commune et la promotion des savoir-faire internes et externes au sein des entités.

La mise en place de tous ces dispositifs a permis à ENGIE de former 83,8% de ses salariés en 2022.

Taux de collaborateurs formés

	2022									2021 hors EQUANS	2021 Groupe	2020 Groupe
GRI 404-2	Renou-velables	Infra-structures	Energy Solutions	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	*Dont GEMS*	Groupe			
Taux de femmes formées	100,0%	73,2%	84,9%	88,9%	86,9%	99,5%	77,9%	*68,9%*	82,8%	80,3%	80,9%	69,2%
Taux d'hommes formés	100,0%	82,7%	81,8%	87,5%	94,3%	100,0%	73,4%	*62,4%*	84,1%	82,6%	82,1%	70,3%
Taux de collaborateurs formés	**100,0%**	**80,1%**	**82,4%**	**88,0%**	**93,4%**	**100,0%**	**75,4%**	***65,1%***	**83,8%**	**82,0%**	**81,9%**	**70,1%**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*98,7%*

Heures de formation

	2022									2021 hors EQUANS	2021 Groupe	2020 Groupe
GRI 404-1	Renou-velables	Infra-structures	Energy Solutions	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	*Dont GEMS*	Groupe			
Nb total d'heures de formation	175 180	796 074	532 811	231 088	142 474	125 510	123 448	*29 947*	2 126 584	2 254 023	3 468 907	2 963 242
Nb d'heures moyen par personne formée	**37**	**46**	**16**	**21**	**42**	**62**	**19**	**15**	**27**	**28**	**25**	**26**
% de restitution	*100%*	*100%*	*96,8%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*98,6%*	*100%*	*100%*	*97,4%*

Répartition des heures de formation par thème

	2022									2021 hors EQUANS	2021 Groupe	2020 Groupe
GRI 404-1	Renou-velables	Infra-structures	Energy Solutions	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	*Dont GEMS*	Groupe			
Techniques des métiers	35,3%	37,9%	36,0%	44,3%	32,9%	65,4%	23,6%	*23,9%*	38,8%	41,7%	38,1%	35,9%
Qualité, sécurité, environnement,	32,7%	14,5%	48,1%	26,2%	55,3%	26,6%	12,9%	*11,5%*	28,2%	30,8%	37,9%	33,7%
Langues	7,7%	0,3%	1,8%	2,6%	1,4%	0,0%	17,2%	*10,7%*	2,4%	2,3%	1,8%	3,0%
Management, dvpt personnel	15,2%	42,0%	9,7%	15,4%	6,0%	0,0%	26,5%	*24,6%*	23,8%	17,8%	15,6%	13,1%
Autres	9,1%	5,2%	4,3%	11,6%	4,5%	8,0%	19,9%	*29,3%*	6,9%	7,4%	6,6%	14,2%
% de restitution	*100,0%*	*100,0%*	*96,8%*	*100,0%*	*100,0%*	*100,0%*	*100,0%*	*100,0%*	*98,6%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.3.2 La politique Talents

Le développement des Talents du Groupe contribue à la performance d'ENGIE en développant son capital humain. Elle vise à anticiper les besoins du Groupe en compétences et en expertises. Elle permet d'identifier et de préparer les cadres dirigeants et les *leaders* humains et techniques de demain. Pour mener cette mission, la Direction Talents développe :

- une approche *bottom up* d'identification des positions clés au sein du Groupe, de sécurisation des plans de succession et de détection des hauts potentiels, depuis les entités vers les instances dirigeantes du Groupe ; La campagne de *"People & Position Review"* 2022, menée dans les pays, puis au niveau des régions, a ensuite été consolidée par métier et par fonction. Elle permet de travailler de manière transversale à l'identification des plus de 2 000 positions clés du Groupe d'une part, et à plus de 6 000 talents ayant le potentiel d'occuper ces positions, d'autre part ;
- des trajectoires professionnelles personnalisées qui répondent aux besoins du Groupe et qui intègrent les aspirations des collaborateurs et qui s'appuient sur la diversité des métiers et implantations géographiques du Groupe ;
- des outils de développement et des programmes spécifiques proposés dans la durée.

La politique Talents du Groupe s'adresse à l'ensemble des collaborateurs et vise à renforcer en particulier trois populations clés pour le Groupe, en plus des populations ciblées plus localement au sein des entités : les leaders, les techniciens et les experts. Elle a pour objectif d'anticiper les besoins de compétences, de sécuriser les positions clés et de renforcer la fidélité des collaborateurs. 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, dès le recrutement et durant sa carrière. La politique d'attraction des futurs talents s'appuie sur une marque porteuse de sens, et 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 des métiers techniques par les collaborateurs ambassadeurs est par ailleurs un atout majeur pour recruter de nouveaux techniciens.

Pour les fidéliser, ENGIE mise à la fois sur sa politique de développement et sur sa politique de parcours de carrière, qui proposent aux collaborateurs des parcours professionnels variés au sein de ses principaux métiers et les orientent dans leurs priorités de développement.

3.4.3.2.1 ENGIE Boost : le programme des futurs leaders

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 trois programmes :

- *Rise!* et *Pulse!* sont gérés au niveau Groupe : 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!*, géré plus localement, bénéficie aux talents à Haut Potentiel susceptibles d'évoluer vers des positions clés du Groupe.

L'intégration dans les programmes *Rise!* ou *Pulse!* est pilotée par les équipes de la Direction Talents & Diversité. Elles garantissent une démarche cohérente et pertinente à travers des *People Reviews* avec les GBU et les fonctions support. En 2022, le programme *Pulse!* regroupe au total 129 Talents ayant le potentiel de prendre une des 275 positions stratégiques du Groupe lors de leur prochaine mobilité (dont 37,2% de femmes et 38% d'internationaux). Le programme *Rise!* regroupe 145 Talents ayant le potentiel de prendre une des 260 positions stratégiques du Groupe dans deux à trois mobilités (dont 55,2% de femmes et 35,9% d'internationaux). L'intégration dans les programmes *Up!* est quant à elle pilotée localement, à travers les *People Reviews* des GBU, hubs régionaux, filières et entités. Au total 900 talents participent aux programmes *Up!* de l'initiative ENGIE Boost. Ces programmes n'ont 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.

3.4.3.2.2 ENGIE Ways Of Leading (EWOL)

En 2022, le modèle de leadership d'ENGIE a été adapté pour accompagner le déploiement de la stratégie du Groupe. Il a été nommé "*ENGIE Ways of Leading*" car il est complémentaire des "*ENGIE Ways of Working*" qui s'appliquent depuis 2021 à tous les collaborateurs du Groupe.

Il est centré sur cinq engagements clés qui définissent clairement les attentes communes en termes de comportements managériaux, pour répondre aux besoins du Groupe :

- ***Safety & Integrity*** **:** appliquer des normes strictes pour la santé et la sécurité des collaborateurs, sécuriser les actifs, garantir la (cyber)sécurité, l'intégrité et la réputation d'ENGIE. C'est également intégrer une culture dite de "Tolérance Zéro", pour assurer la licence pour opérer.
- ***ONE ENGIE*** **:** mettre en œuvre la stratégie d'ENGIE en s'appuyant sur les *ENGIE WOW*, guidés par la création de valeur pour ENGIE et ses clients, tout en tirant parti de la diversité des collaborateurs d'ENGIE.
- ***Accountability*** **:** définir clairement et précisément les objectifs et responsabilités envers les équipes et les parties prenantes, responsabiliser les collaborateurs et les équipes en leur donnant les moyens de réussir et organiser des discussions stimulantes et franches.

- ***Trust*** **:** faire ce que nous disons et dire ce que nous faisons, manager et inspirer, par l'exemple, les équipes, les parties prenantes et les clients, communiquer et agir de manière transparente.
- ***Care*** **:** promouvoir une culture d'intérêts communs, de respect et de bienveillance au sein des équipes, renforcer le bien-être au travail et mettre en pratique le développement des compétences et le *feedback* constructif.

Les *ENGIE Ways of Leading* ont été déployés auprès des 275 Global *Leaders* du Groupe fin 2022 et seront déployés en 2023 auprès de l'ensemble des managers du Groupe. Les programmes de développement et de gestion des carrières sont adaptés en conséquence.

3.4.3.2.3 ExpAND : le programme des Experts

Depuis 2020, ENGIE développe le programme ExpAND, qui vise à identifier, développer et reconnaître les experts du Groupe de manière transversale. Ce programme est en complément des programmes spécifiques dédiés au renforcement des compétences techniques dans les domaines clés pour le Groupe, pilotés directement par les GBU.

Le programme ExpAND 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. A l'issue des trois premières campagnes, 853 *ExpANDers* ont été identifiés : 62 *Global,* 468 *Key* et 323 *Local.*

3.4.3.3 La mobilité Groupe

3.4.3.3.1 ENGIE Mobility

Les pratiques de mobilité sont fortement encouragées et valorisées au sein d'ENGIE et une politique Groupe Mobilité définit le socle des sept grands principes de la mobilité au sein du Groupe depuis septembre 2019. La fluidité des ressources et la capacité des salariés à évoluer sont des gages de maintien de leur employabilité et appartenance au Groupe, ainsi la mobilité entre *Global Business Units* et entités est favorisée. Ils sont une condition nécessaire à la transformation et à l'agilité du Groupe. 2 840 mobilités et mutations ont été réalisées en 2022. Des comités se réunissent afin de favoriser la correspondance entre les postes et les profils internes.

ENGIE Mobility est un dispositif dédié à l'animation de la mobilité professionnelle. Depuis sa création en 2017, ENGIE Mobility apporte son expertise et son offre de services à la filière RH notamment grâce à différents outils dédiés à la mobilité. En 2022, ENGIE Mobility est intervenu en appui des responsables de Ressources Humaines sur différents projets de transformation majeurs.

En France, un espace digital *Mymobility* dédié à la construction du projet professionnel est ouvert à tous les collaborateurs. Des évènements tels que "50' *Live Mobilité*" sont organisés afin de développer la culture mobilité et le partage entre les responsables de Ressources Humaines. Enfin, un réseau de "Comités Emploi Mobilité Territoire" est animé mensuellement. Ces comités, répartis sur le périmètre national en cinq territoires/bassins d'emploi (Ile de France ; Ouest ; Sud-Ouest ; Centre Est et Sud Est ; Nord Est) visent à promouvoir l'emploi interne local.

3.4.3.3.2 *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 propose des missions de courte durée aux collaborateurs en fonction de leurs compétences acquises ou à développer. Ce dispositif 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 en interne répondant à leurs besoins business. Il répond parfaitement au fort besoin de réactivité et d'agilité du Groupe, tant en termes de ressources pour mener des missions ponctuelles que concernant les besoins de développement des Talents.

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

3.4.3.4 Recrutement et marque employeur

3.4.3.4.1 Marque Employeur

Le développement d'une marque employeur attractive et cohérente avec les implantations et les besoins de recrutement du Groupe, est un enjeu majeur.

En 2022, la marque employeur a ainsi permis de maintenir la place d'ENGIE dans les classements :

- ENGIE consolide sa 5e place des "Top Companies" dans le classement de LinkedIn. A fin décembre 2022, ENGIE comptabilise environ 800 000 abonnés sur LinkedIn (contre 675 000 en 2021). Le trafic sur le site internet ENGIE continue à croître avec près de 500 000 vues par mois depuis le début d'année ;
- ENGIE figure comme 8e entreprise la plus engagée en termes de RSE sur 61 en France dans l'étude RSE réalisée par Universum en septembre-octobre 2022. Le Groupe arrive 2e en matière d'engagements environnementaux ;
- en sortie de crise sanitaire fin 2021, ENGIE :
  - maintient sa 11e position comme entreprise préférée de son cœur de cible parmi les étudiants BAC+2/+3,
  - se classe 18e entreprise préférée des étudiants des écoles d'ingénieurs en France, et retrouve ainsi son niveau d'attractivité de 2020. Dans les écoles d'ingénieurs, la notoriété de la marque n'a jamais été aussi élevée. Ce sont 95% des ingénieurs qui connaissent ENGIE, dont 27% s'intéressent à l'employeur.

3.4.3.4.2 Attractivité du Groupe et Emploi des jeunes

La Marque ENGIE et la Marque Employeur continuent de se déployer en France et dans le Monde avec une notoriété disparate en fonction des pays. Les pays s'appuient sur les livrables et l'écosystème Corporate pour déployer et amplifier localement la marque employeur, en fonction de leurs ressources et besoins.

L'attractivité du Groupe s'est renforcée avec plus de 800 000 candidatures reçues en 2022, notamment grâce à la visibilité sur les réseaux sociaux. 100% des postes sont publiés à l'externe, créant ainsi un trafic important vers le site Carrière et le site internet *engie.com*.

Les campagnes de visibilité et de recrutement menées soit conjointement par le Corporate et les pays soit impulsées par des initiatives locales, concourent à renforcer l'attractivité auprès de tous les Talents.

Au niveau territorial, les équipes s'appuient sur des Communautés d'Ambassadeurs (Techniciens, Alumni, Young Professional Network, Femmes), pour attirer, recruter et fidéliser les populations cibles.

En France, l'accent a particulièrement été porté sur l'Emploi et l'Employabilité des Jeunes, à travers notamment le Programme Alternance, le Centre de Formation d'Apprentis d'ENGIE, l'accueil de Stagiaires, y compris ceux de 3ème au Collège.

Renforcer l'accueil et l'intégration de Jeunes Talents, permet d'atteindre trois objectifs :

- la féminisation des équipes ;
- le recrutement sur les nouveaux métiers et ceux en tension ;
- et plus globalement, à davantage de Diversité et d'Inclusion (Jeunes éloignés de l'emploi, handicap, etc.).

En 2022, ENGIE obtient le Grand Prix emploi, décerné par l'agence de notation HUMPACT.

3.4.3.4.3 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 valoriser ENGIE auprès des étudiants de l'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 répondent à des besoins de recrutements tant sur le plan des compétences *business* que sur le *leadership*.

Une stratégie et une politique associée ont été mises en place en 2022, pour porter les valeurs de diversité et d'inclusion et celles de la parité, notamment sur les métiers d'ingénieurs dits techniques.

À ce titre, les relations académiques ont réuni une communauté d'ambassadeurs alumni pour promouvoir l'image du Groupe auprès des étudiants et pour répondre aux objectifs sur la parité en incluant la communauté des *Change MakHers* du programme *Fifty-Fifty*. En outre, les divers tournages organisés (JobTeasers/Konbini) et la participation aux Congrès Régionaux et Nationaux des Junior-entreprises ont permis de renforcer la marque employeur.

Les relations académiques veillent à affirmer ses priorités en matière de diversité et d'égalité des chances. Pour ce faire, des partenariats avec l'ESSEC et Ponts et Chaussées ont été mis en place avec une marraine dans le rôle de *leader* et l'instauration d'une fresque de la diversité.

Par ailleurs, dans un esprit d'ouverture le *ENGIE Academic Challenge* est un évènement international qui a pour vocation de fédérer des étudiants internationaux et d'attirer les talents à l'étranger. Il a aussi pour objectif de les engager dans une démarche de neutralité carbone.

ENGIE adopte une posture proactive pour répondre aux objectifs stratégiques et aller au-devant de ses besoins en menant de multiples actions (forums, salons, tables rondes, conférences, congrès). En 2022, ce ne sont pas moins de 31 actions qui ont été menées au sein des écoles cibles tout en veillant à la diversification dans le choix d'écoles élitistes et moins élitistes. Ce, dans le but de renforcer l'inclusion. Les relations académiques sont repensées de manière plus qualitatives, avec des retours sur investissement associés. Des indicateurs 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 : Centrale Supélec, IFPEN / IFP School, Mines ParisTech, Polytechnique, Arts et Métiers ParisTech, INSA Lyon, Mines Nancy, Centrale Lyon, Ecole des Ponts ParisTech, IDE Paris, CY Tech (ex EITSI), ESTP, CESI Ecoles d'Ingénieurs, Telecom Paris, IMT Atlantique, INP Grenoble, EFREI, HEC, ESSEC , ESCP, INSEAD, KEDGE, Audencia, NEOMA, Grenoble EM, EM LYON, SKEMA, EDHEC, MBS (Montpellier Business School), ESG (Paris / Bordeaux / Toulouse), Université Paris 1 Sorbonne, CY Cergy Paris Université, Université Paris Dauphine, Sciences Po, IAE, Université Paris Saclay, Ecole 42, EPITA, EPITECH, ENSIMAG. Ces partenariats donnent la possibilité aux étudiants de rejoindre l'aventure ENGIE grâce à l'alternance, aux stages et à l'accueil de doctorants ou d'études spécifiques.

ENGIE a participé au sommet international de l'Alliance *For Youth* au Parlement de Bruxelles en septembre 2022, qui fut le lieu d'échanges autour des enjeux d'emploi/employabilité et formation. L'occasion pour le Groupe d'apporter l'illustration par l'exemple, avec le programme ApprentiSwap (échange d'apprentis Master 2 entre entreprise pendant deux ans).

3.4.3.4.4 La Communau'Tech : Ambassadeurs Techniciens

La Communau'Tech ENGIE est un réseau de Techniciennes et de Techniciens engagés sur le terrain qui œuvrent pour faire rayonner avec passion leur métier et la Filière Technique pour attirer de nouveaux talents. Ce dispositif valorise les Technicien.ne.s, les fidélise et diffuse une image attractive des métiers en tension.

Les Ambassadrices et Ambassadeurs Technicien.ne.s volontaires participent aux Rencontres Métiers, Forums Emplois et salons organisés par le Groupe ou par des prescripteurs afin d'expliquer et valoriser les métiers techniques. Ils apportent leurs contributions à des réflexions Groupe, participent à des reportages ou témoignages, des webinaires ou encore des expérimentations. Les membres de la Communau'Tech interviennent auprès des établissements scolaires. Ils sensibilisent les jeunes aux enjeux environnementaux et climatiques et à l'importance des métiers dans la transition vers la neutralité carbone. Enfin, ils participent au recrutement des jeunes de l'Académie de la Transition Energétique, le Centre de Formation d'Apprentis (CFA) d'ENGIE. Ils expliquent leurs métiers pour susciter des vocations.

La Communau'Tech ENGIE compte aujourd'hui 370 Technicien.nes dont 29 femmes (250 en France et 120 dans les filiales européennes dont l'Italie, la Roumanie et la Belgique).

L'objectif est de constituer une communauté de 500 Ambassadeurs, Ambassadrices, Technicien.ne.s à la maille internationale d'ici fin 2023.

La première rencontre internationale de la Communau'Tech a été organisée à Paris le 1er juin 2022 et a réuni plus de 300 ambassadeurs technicien.nes venus de France, d'Italie, de Belgique et de Roumanie. A leurs côtés étaient présents leurs managers, des représentants des ressources humaines, des alternants, des membres du Comité Exécutif du Groupe et les sponsors de la Communauté. Tous ensemble, les collaborateurs du Groupe ont célébré cette communauté de techniciens, fondée en 2018 et qui n'a pas cessé, depuis, de rendre plus attractive la filière et la richesse de ses métiers. Au programme de cette journée : une plénière inspirante, des ateliers interactifs, une exposition des métiers techniques du Groupe. Les participants y ont vécu des expériences inédites, générant de riches échanges, interactivité et fierté d'appartenance.

3.4.3.4.5 Apprentissage

Dans un marché de l'emploi toujours plus en tension, ENGIE mise sur les jeunes et l'apprentissage comme voie d'excellence pour accéder à ses métiers d'avenir et recruter de façon encore plus inclusive.

Dans son Programme Alternance, ENGIE ambitionne d'atteindre :

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

Cet engagement du Groupe et la forte mobilisation des collaborateurs, au plus près des besoins sociétaux des territoires a porté ses fruits. En effet, le nombre d'alternants a augmenté de plus de 15% depuis 2019 et le Groupe compte 3 714 jeunes en contrat d'alternance à fin 2022.

En France, ENGIE dénombre 3 331 alternants. La représentativité de l'alternance par rapport aux effectifs en CDI et CDD est de 7,7%. ENGIE se place comme le premier employeur en nombre et en volume d'alternants dans le secteur de l'industrie et a pour objectif d'atteindre un taux de 10% à fin 2030.

Pour attirer les talents en devenir, des campagnes de visibilité et de recrutement ainsi que des actions de recrutement inclusives ont été menées. Là encore, le Groupe s'est distingué en remportant de nombreux Prix (TOP COM Or) et Labels (Diversité, Engagement Jeunes, Happy Trainees/Alternants-ChooseMyCompagny).

L'accompagnement au travers d'actions de formation pour les tuteurs, clés pour la réussite du dispositif (plateforme TUT'OR) ainsi que pour la Communauté des alternants (Young Talent Community) concourent à la professionnalisation. Ainsi ENGIE travaille depuis toujours en grande proximité avec les Grandes Ecoles, les Universités et les Centres de Formation d'Apprentis (CFA).

Enfin, le Groupe se mobilise pour l'emploi des jeunes en organisant chaque année le "mercato" des sortants (site internet dédié, journées emplois) pour favoriser la mobilité interne ainsi que le recrutement en CDI, CDD ou en VIE. De façon concomitante, un dispositif externe (plateforme Engagement Jeunes) permet de positionner les volontaires dans un vivier qualifié, mutualisé avec les partenaires du "Collectif des entreprises pour une économie plus inclusive".

En 2022, l'ambition Alternance a été recentrée sur le périmètre France. La dynamique européenne et mondiale autour de l'emploi des jeunes s'est poursuivie, notamment à travers les partenariats d'image et de recrutement, à l'instar de l'*Alliance For Youth* avec Nestlé ou avec le *Global Apprenticeship Network France* présidé par ENGIE depuis 2020.

Les efforts du Groupe en la matière ont été salués par l'obtention du Grand Prix pour l'emploi des Jeunes et du Grand Prix OR Emploi 2022 décernés par l'agence de notation HUMPACT (Franfinance).

3.4.3.4.6 Centres de Formation d'Apprentis (CFA)

En France, ENGIE a ouvert en novembre 2020, son propre CFA, "l'Académie de la transition énergétique". À taille humaine, l'Académie accueillera plus de 400 étudiants d'ici fin 2024. Implantés en Ile-de-France et dans plusieurs régions (Auvergne-Rhône-Alpes, Occitanie, Hauts-de-France, Nouvelle-Aquitaine et Pays-de-la-Loire), le CFA propose des formations diplômantes du Bac pro à la licence pour les jeunes de 16 à 29 ans et pour des adultes en reconversion professionnelles. En partenariat étroit avec des organismes de formation, reconnus pour leur professionnalisme et leur savoir-faire, ces cursus ont pour ambition de répondre à l'évolution des besoins du Groupe et d'attirer plus massivement les jeunes, notamment les femmes, vers les métiers d'avenir du Groupe.

Outre les formations académiques dispensées, l'Académie propose à ses alternants des modules complémentaires 100% digitaux contextualisés ENGIE. Grâce à la réalité virtuelle, elle travaille au développement de projets pédagogiques lié aux enjeux du Groupe sur la sécurité au travail.

Le Groupe s'est également mobilisé pour identifier, former et valoriser les tuteurs, acteurs clés dans la réussite de l'intégration des alternants.

3.4.3.4.7 Recrutements

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 Acquisition*, 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.

À fin 2022, au périmètre Monde, 16 974 recrutements ont été réalisés contre 15 522 en 2021. Ces recrutements ont augmenté de 9,4% par rapport à 2021 (+1 452 embauchés) et répondent aux enjeux d'acquisition des nouvelles compétences et de maintien du savoir-faire technique existant, dans un marché des Talents toujours plus en tension.

Ces recrutements permettent d'accompagner la transformation engagée par le Groupe et évoluent différemment selon les pays, les activités et les catégories socioprofessionnelles. En France, 7 414 salariés ont été embauchés dont 4 012 sous CDI et 3 402 sous CDD. À l'international, les recrutements s'élèvent à 9 560 en 2022, dont 7 073 sous CDI et 2 487 sous CDD, avec une progression particulière en Amérique du Nord et Amérique du Sud.

70% des recrutements 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. La catégorie des techniciens supérieurs et agents de maîtrise a été la plus concernée par cette dynamique de recrutement avec 1 074 embauchés sur la période, soit une progression de 18% par rapport à 2021. Le recrutement des managers a aussi évolué à la hausse de 8,6% avec 3 466 managers embauchés en 2022, dont 1 058 femmes managers représentant 30,5% de cette population. Au total, les femmes représentent 28,2% des recrutements avec 4 790 femmes embauchées en 2022.

Le Groupe poursuit ses efforts pour renforcer la performance de la filière par un processus de recrutement plus inclusif et plus efficient : lancement du parcours de professionnalisation "Permis De Recruter", dans le cadre du nouveau programme d'homogénéisation et de digitalisation des processus RH.

	2022									2021	2021	2020
GRI 401-1	Renou-velables	Infra-structures	Energy Solutions	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	*Dont GEMS*	Groupe	hors EQUANS	Groupe	Groupe
Recrutement CDI	**639**	**1 123**	**6 616**	**1 379**	**202**	**38**	**1 088**	***295***	**11 085**	**9 440**	**17 276**	**16 540**
Femmes	215	348	1 401	343	30	4	504	*126*	2 845	2 323	3 863	3 611
Hommes	424	776	5 215	1 036	172	34	584	*169*	8 241	7 118	13 414	12 929
Recrutement CDD*	**361**	**738**	**2 939**	**1 327**	**65**	**1**	**458**	***138***	**5 889**	**6 082**	**16 530**	**12 941**
Femmes	168	315	704	474	20	0	265	*78*	1 946	1 929	3 279	2 723
Hommes	193	423	2 235	853	45	1	193	*60*	3 943	4 153	13 251	10 218
TOTAL	**1 000**	**1 861**	**9 555**	**2 706**	**267**	**39**	**1 546**	***433***	**16 974**	**15 522**	**33 806**	**29 481**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

* *Alternants inclus.*

3.4.3.4.8 Rétention

En 2022, le Groupe enregistre une légère hausse des départs de 6,5% : 10 528 départs contre 9 883 en 2021. Le contexte économique provoqué par la crise sanitaire et la crise énergétique a fait accroître la pénurie de compétences et a entraîné une tendance à la hausse des démissions. Cette évolution est plus marquée à l'international avec un taux de démission global de 8,7%, notamment en Amérique du Nord et Amérique du Sud. En France, le taux de démission reste modéré à 4,2%.

Une attention particulière a également été portée sur l'évolution des taux de démission des Talents occupant des positions clés au sein du Groupe ou ayant le potentiel de prétendre à ces positions. La même tendance est observée pour l'ensemble des collaborateurs. Des plans d'actions spécifiques ont été identifiés, adaptés aux besoins individuels ou plus collectifs. Ils visent en particulier à :

- renforcer la capacité des managers à détecter, développer et retenir leurs collaborateurs ;
- proposer des actions rapides en réaction aux évolutions du marché ;
- améliorer l'expérience Collaborateurs dans toutes les étapes de leur parcours lorsque cela est nécessaire ;
- et suivre l'évolution des tendances.

	2022									2021	2021	2020
GRI 401-1	Renou-velables	Infra-structures	Energy Solutions	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	*Dont GEMS*	Groupe	hors EQUANS	Groupe	Groupe
Départs	491	993	6 304	1 472	252	111	905	*308*	10 528	9 883	21 612	19 537
Retraites	40	464	431	142	41	76	115	*21*	1 309	1 325	2 180	2 248
Démissions	326	285	4 002	929	155	28	550	*201*	6 275	5 301	12 656	9 444
Licenciements	81	165	1 405	256	18	7	115	*50*	2 047	2 072	4 633	6 166
Ruptures conventionnelles	44	79	466	145	38	0	125	*36*	897	1 185	2 143	1 677
Taux de démission	**6,9%**	**1,3%**	**9,5%**	**7,4%**	**4,4%**	**1,3%**	**6,1%**	***6,3%***	**6,5%**	**5,2%**	**7,4%**	**5,4%**
Taux de *turnover**	**9,6%**	**2,4%**	**13,9%**	**10,5%**	**6,0%**	**1,7%**	**8,8%**	***9,0%***	**9,6%**	**8,4%**	**11,3%**	**10,0%**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

** Hors retraites.*

3.4.3.4.9 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% sachant qu'une large majorité des salariés ont des activités terrains ne leurs permettant pas ce mode de travail. 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 l'engagement des collaborateurs et à une meilleure qualité de vie au travail.

	2022									2021	2021	2020
GRI 403-2	Renou-velables	Infra-structures	Energy Solutions	Fourniture d'Énergie	Production Thermique	Nucléaire	Autres	*Dont GEMS*	Groupe	hors EQUANS	Groupe	Groupe
Taux d'absentéisme	5,0%	8,0%	6,1%	6,8%	5,0%	6,2%	6,1%	*9,1%*	6,6%	5,4%	5,5%	6,0%
Taux d'absentéisme maladie	2,2%	3,5%	3,7%	5,1%	2,7%	5,3%	2,3%	*2,7%*	3,6%	3,2%	3,6%	3,8%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	100%	*100%*

3.4.4 RÉMUNÉRATION, PROTECTION SOCIALE, ÉPARGNE SALARIALE ET ACTIONNARIAT SALARIÉ

3.4.4.1 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'équité salariale grâce au calcul de l'index (voir Section 3.4.2.3.3). 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. Le dispositif de rémunération variable des cadres dirigeants du Groupe intègre depuis 2022 des objectifs de type RSE à hauteur de 15% du total (voir Section 4.4.1.2). Au titre de l'année 2022, afin de reconnaître la mobilisation et la contribution des salariés dans une situation de crise inédite, et compte tenu du contexte inflationniste et de la bonne performance financière du Groupe, il a été décidé d'attribuer une prime exceptionnelle d'un montant de 1 500 euros bruts à l'ensemble des collaborateurs du Groupe.

3.4.4.2 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 sur les droits fondamentaux et la RSE vise à horizon 2024, à garantir la protection de chaque salarié en cas d'invalidité, ainsi qu'un maintien de salaire en cas de congés parentaux. Un capital minimum équivalent à 12 mois de salaire devra ainsi être versé au salarié dans l'incapacité totale et permanente de travailler. En outre, l'employeur devra maintenir intégralement le salaire pendant quatorze semaines minimum en cas de congé maternité et quatre semaines minimum en cas de congé paternité. Via ce pilier Parentalité, l'équilibre vie privée/vie professionnelle, l'égalité des chances entre les femmes et les hommes se trouvent renforcés. Plus globalement, *ENGIE Care* permet d'élever le niveau de protection sociale des salariés du Groupe et de contribuer à la rétention des collaborateurs et au renforcement de la politique RSE d'ENGIE.

Enfin, *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 des réseaux internationaux d'assureurs qui offrent des conditions de souscription optimisées avec un partage possible des excédents locaux et mondiaux.

3.4.4.3 Politique d'épargne salariale Groupe

3.4.4.3.1 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 2 milliards d'euros d'avoirs à fin 2022. 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.

3.4.4.3.2 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 2022, ENGIE a finalisé la transformation de son dispositif PERCO dans le cadre de la loi Pacte. Un appel d'offre a été mené avec les partenaires sociaux pour refondre les supports. Hors de France, des plans existent dans certains pays, permettant aux salariés de compléter leur retraite via un apport volontaire dans des conditions favorables.

3.4.4.3.3 Principes de gestion extra-financiers

Dans le cadre de ces plans, en France, ENGIE sélectionne des sociétés de gestion dont les politiques d'investissement prennent en compte des critères Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG). A ce titre, elles sont toutes signataires des Principes pour l'Investissement Responsable 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. La gouvernance de ces dispositifs inclut des représentants de la Direction et les partenaires sociaux.

3.4.4.3.4 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.

3.4.4.4 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 2022, 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 pour une durée de trois ans 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 (d'ordre financier à hauteur de 4,5% et d'ordre extra-financier à hauteur de 3%). L'accord se distingue notamment par un critère extra-financier lié à la réduction de l'empreinte carbone des collaborateurs.

Le montant versé en 2022 au titre de l'intéressement 2021 est de 16 629 949 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 2021 conduit à l'absence de versement en 2022.

3.4.4.5 Actionnariat salarié

Avec un taux d'actionnariat salarié de 3,9% ENGIE se distingue de longue date par une politique d'actionnariat dynamique et innovante.

En 2022, ENGIE a organisé une opération d'actionnariat salarié dans 21 pays dans le cadre du programme Link 2022. Dans un contexte géopolitique et économique incertain, près de 25 600 salariés ont témoigné leur engagement fort au projet du Groupe en souscrivant aux différentes formules proposées. Le volume souscrit représente près de 16 400 000 de titres, soit 0,66% du capital. Afin d'associer les salariés à la croissance du Groupe et partager ces résultats, ENGIE entend renouveler ce type d'opération dès 2024 sous réserve de l'autorisation de l'Assemblée Générale des actionnaires et de la décision du Conseil d'Administration.

3.4.4.6 Actions de Performance et fidélisation à long terme

ENGIE attribue des Actions de Performance qui sont décrites à la Section 4.4.6.

Ces actions dont la période d'acquisition est de trois ans sont assorties de conditions de performance internes et externes. Ce dispositif n'est pas réservé aux seuls dirigeants et ENGIE se distingue par une politique d'attribution large. Près de 5 500 salariés répartis dans le monde bénéficient de ce dispositif.

3.4.5 DIALOGUE SOCIAL

Le dialogue social de qualité est conduit avec engagement au niveau approprié : monde, européen et entreprises. Il a permis de conduire les projets de réorganisation du Groupe de manière constructive et responsable, avec le cas échéant des accords collectifs pour définir les conditions de ce dialogue social et les mesures d'accompagnements des réorganisations.

Au sein d'instances de dialogue nationales, européennes et depuis 2022 mondiale, et à travers des accords collectifs nationaux, européens et mondiaux, ENGIE associe ses partenaires sociaux à la mise en œuvre de son Ambition Sociale. Cette ambition est ouverte et élargie à la prise en compte des enjeux environnementaux et sociétaux.

3.4.5.1 Instances représentatives

Le dialogue social de niveau Groupe s'organise autour de trois instances qui sont des lieux de concertation privilégiée entre la Direction et les représentants du personnel : le Comité de Groupe France, le Comité d'Entreprise Européen (CEE) et le Forum Mondial.

3.4.5.1.1 Le Comité de Groupe France

Le Comité Groupe France représente les 46 521 salariés du Groupe localisés en France et est composé de 30 membres titulaires. Le Comité de Groupe France est une instance d'informations et de dialogue avec les représentants des institutions représentatives du personnel des sociétés françaises. Il se réunit deux fois par an.

3.4.5.1.2 Le Comité d'Entreprise Européen (CEE)

Le CEE est l'instance représentative des 74 930 salariés du Groupe en Europe ; il est composé d'une trentaine de membres. Il contribue à entretenir et renforcer le dialogue social sur les politiques et stratégies du Groupe ; il est également une instance d'information et de consultation sur des projets ou sujets transnationaux. L'instance se réunit en plénière deux fois par an et est appuyée par un Secrétariat qui se réunit une dizaine de fois par an, des groupes de travail et des rapports d'experts.

3.4.5.1.3 Le Forum Mondial

Le Forum Mondial est une nouvelle instance conventionnelle de dialogue social mondial composé de 18 membres représentant les 96 454 salariés du Groupe à travers le monde. Il veille à une représentation équilibrée entre les pays et les continents dans lesquels le Groupe exerce des activités. Il a pour objectif d'assurer la mise en œuvre effective de l'accord mondial signé en janvier 2022. Sa première réunion a eu lieu le 8 septembre 2022. Elle a permis d'examiner l'état d'avancement du programme *ENGIE Care* et la réalisation des objectifs définis en matière d'égalité professionnelle, de parité et de formation à l'échelle internationale.

3.4.5.2 Accords collectifs Groupe

Deux accords collectifs Groupe France ont été signés, l'un mettant en place un dispositif de valorisation des compétences des représentants du personnel acquises au cours de leurs mandats, et l'autre, attribuant des moyens pour le dialogue social de niveau Groupe.

Ces accords témoignent de l'engagement des organisations syndicales et des entreprises pour développer un dialogue social de qualité.

Le Groupe a également signé un accord de Groupe mettant en place un Plan d'Epargne Retraite Obligatoire (PERO) permettant aux salariés de se constituer une rente de retraite supplémentaire à la retraite obligatoire.

3.4.6 NOTE MÉTHODOLOGIQUE DE CALCUL DES INDICATEURS SOCIAUX

3.4.6.1 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 Groupe. Les données sont présentées par *Global Business Units* et *hubs* régionaux issues de la nouvelle organisation mise en place en 2021. Suite à la cession d'EQUANS en octobre 2022, les données relatives à ce périmètre d'activité sont exclues des indicateurs sociaux publiés en 2022. Un taux de restitution est attaché à chaque indicateur en fonction de l'effectif couvert.

3.4.6.2 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 et de formation sont consolidées par agrégation.

3.4.6.3 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 contrôlées par le Groupe ENGIE, sont réalisés dans l'outil de consolidation SyGMA conformément au périmètre financier IFRS.

3.4.6.4 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 et émettent 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.

3.4.6.5 Précisions sur certains indicateurs

3.4.6.5.1 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.

3.4.6.5.2 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.

3.4.6.5.3 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.

3.4.6.5.4 Formation

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.

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 varier mais doivent inclure un descriptif de contenu pédagogique. La répartition des heures de formation par thème n'inclut pas les heures de *e-learning*.

3.4.6.5.5 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

3.4.7 POLITIQUE DE SANTÉ-SÉCURITÉ

3.4.7.1 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 2,0 sans EQUANS (2,5 en 2021), inférieur à l'objectif maximum de l'année de 2,4 (2,3 avec EQUANS pour un objectif de 2,8 ; résultat de 2,9 en 2021) ;
- taux de gravité des accidents avec arrêt des salariés de 0,06 sans EQUANS (0,08 avec EQUANS) ;
- taux de prévention de 0,73 sans EQUANS (0,65 en 2021), supérieur à l'objectif minimum de l'année de 0,66 (0,65 avec EQUANS pour un objectif minimum de 0,62 ; résultat de 0,58 en 2021).

Le nombre de décès suite à blessure dans le cadre de l'activité professionnelle parmi les salariés du Groupe, intérimaires et sous-traitants, hors EQUANS, a été de quatre en 2022, tous sous-traitants. Cinq décès suite à blessure se sont produits dans des entités d'EQUANS, activités cédées début octobre 2022. S'ajoutent deux décès de sous-traitants après des malaises sur site, hors EQUANS, sans lien visible avec une activité professionnelle. Des demandes de requalification de ces décès en accidents sans lien avec le travail ont été déposées.

La prévention des accidents graves et mortels a donné lieu à la définition et à la mise en œuvre du plan de transformation santé-sécurité ENGIE *One Safety* présenté en section 3.4.7.2.3.

3.4.7.2 Le dispositif de management santé-sécurité

La politique santé-sécurité du Groupe définit les principes fondamentaux du management de la santé-sécurité. Une version révisée de cette politique a été publiée en 2022, à l'occasion de la mise en place d'un accord cadre mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE. La politique est disponible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : www.engie.com/news/accord-social-mondial.

Les principales évolutions par rapport à la précédente version portent sur la prévention des risques psychosociaux et l'amélioration de la qualité de vie au travail. Les nouvelles dispositions introduites dans la politique sur cet axe de prévention sont :

- la sensibilisation des managers à l'amélioration de la qualité de vie au travail, notamment pour ce qui concerne l'organisation du travail et l'équilibre vie professionnelle/vie privée ;
- la sensibilisation des managers à la détection des risques psychosociaux, comme le stress au travail ou le harcèlement ;
- le déploiement des "9 engagements pour une meilleure qualité de vie au travail" ;
- le soutien du principe de "droit à la déconnexion" et la promotion des bonnes pratiques liées à l'utilisation des outils numériques (messagerie, téléphone mobile, réseaux sociaux, etc.).

Concernant les indicateurs santé-sécurité, le Groupe avait introduit en 2019 un nouvel indicateur : le taux de prévention. Le taux de prévention avait été défini comme le nombre d'HiPo (événements et situations à haut potentiel de gravité, précurseurs de blessures ou d'accidents graves et mortels) divisé par le nombre d'HiPo plus le nombre d'accidents du travail avec arrêt.

L'objectif que s'était fixé le Groupe lors de la mise en place du taux de prévention, de stimuler l'identification et le reporting des HiPo est atteint, le Groupe ayant progressé plus vite que prévu dans l'atteinte de cet objectif. Il a donc été décidé de ne plus suivre cet indicateur à partir de 2023 même si le suivi et l'analyse des évènements HiPo continuera et sera même renforcé.

Un nouvel indicateur sera mis en place à partir de 2023, le taux de mortalité tel que défini par la norme GRI-403 relative à la publication d'indicateurs de performance concernant la santé et la sécurité au travail.

3.4.7.2.1 Reporting des résultats

Les résultats du Groupe en matière de santé-sécurité au travail sont suivis par :

- le Comex ;
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) ;
- le Conseil d'Administration.

En 2022, 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 (OpCom).

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.

3.4.7.2.2 Évaluation de l'organisation et de la culture santé-sécurité du Groupe

Suite aux décès qui se sont produits en 2021, une mission d'évaluation globale de l'organisation et de la culture santé-sécurité a été confiée à dss+, un prestataire externe spécialisé.

Cette évaluation a été réalisée sur la base des éléments suivants :

- vaste enquête auprès des collaborateurs et sous-traitants du Groupe concernant leur perception de la santé-sécurité ;
- *interviews* de cadres dirigeants du Groupe ;
- évaluation de la mise en œuvre des dispositions santé-sécurité sur le terrain au travers de différentes visites de sites du Groupe ou de sites des clients du Groupe ;
- analyse des données et résultats santé-sécurité.

L'évaluation réalisée par le prestataire lui a permis d'identifier les points forts du Groupe et d'émettre un certain nombre de recommandations couvrant les axes d'amélioration identifiés.

3.4.7.2.3 Plan de transformation ENGIE *One Safety*

Suite à l'analyse de son dispositif de prévention des accidents graves et mortels et des recommandations formulées par le prestataire, le Groupe a défini en collaboration avec ses entités opérationnelles un vaste plan de transformation santé-sécurité, ENGIE *One Safety*. L'objectif de ce plan est d'éradiquer durablement les accidents graves et mortels qui touchent les personnes travaillant pour le Groupe, collaborateurs, sous-traitants et intérimaires.

Le plan couvre sept domaines :

- le renforcement de la culture santé-sécurité de toutes les personnes travaillant pour le Groupe ;
- l'adaptation de la gouvernance et de l'organisation santé-sécurité ;
- la révision des règles santé-sécurité du Groupe ;
- la réorganisation des audits internes relatifs à la santé-sécurité sur site et le support aux entités ;
- le renforcement de la filière santé-sécurité du Groupe avec un meilleur accompagnement par les ressources humaines ;
- le renforcement de la gestion santé-sécurité des sous-traitants ainsi que celle dans les projets de construction ou de démantèlement ;
- un plan de communication et de gestion du changement.

Les principales actions réalisées en 2022 au titre du plan de transformation ont été les suivantes :

- le Groupe a adapté sa gouvernance santé-sécurité, intégrant le suivi d'ENGIE *One Safety* par le Comex. En particulier un nouvel ensemble d'indicateurs a été défini de façon à piloter plus étroitement la prévention des accidents graves et mortels ;
- le Groupe a procédé au test sur sept sites pilotes d'un tout nouveau programme de formation destiné aux managers opérationnels que le Groupe prévoit de déployer à partir de 2023. Ce programme, basé sur une approche innovante de *coaching*, est destiné à améliorer l'efficacité des rituels managériaux de sécurité, tels que les visites de sécurité, de façon à promouvoir un comportement de sécurité adapté des collaborateurs et sous-traitants face aux risques, en particulier les plus graves ;
- le Groupe s'est attaché à renforcer ses règles de santé-sécurité, celles relatives aux sous-traitants (Règle Groupe RG02), au management des accidents graves, potentiellement graves et mortels (Règle Groupe RG03), au management des risques (Règle Groupe RG04), à la santé-sécurité dans les projets (Règle Groupe RG09), au respect des Règles Qui Sauvent (Règle Groupe RG11), à la promotion d'une culture juste (Règle Groupe RG14) ;
- le Groupe a procédé à la révision de son dispositif d'audit interne santé-sécurité, dorénavant centré sur la prévention des accidents graves et mortels, qui permettra de vérifier que le plan ENGIE *One Safety* est mis en œuvre localement, de partager les bonnes pratiques et d'aider les entités opérationnelles à améliorer les dispositions déjà en place.

En complément de ces différentes actions, le Groupe a déployé une nouvelle campagne de communication "*Never compromise on safety*" au cœur de laquelle figure le rappel des "Règles Qui Sauvent".

3.4.7.2.4 Maîtrise des risques santé-sécurité au travail

Les entités du Groupe ont poursuivi la mise en œuvre des actions existantes de prévention des accidents du travail, en particulier les plus graves d'entre eux.

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 de prévention avant l'accident grave voire mortel, si toutes les autres dispositions n'ont pas fonctionné.

Les entités ont poursuivi la démarche systématique d'identification, d'analyse et de traitement des situations et événements à haut potentiel de gravité ("HiPo"). Ces HiPo sont identifiés par les entités opérationnelles qui définissent pour chacun d'entre eux un plan d'actions permettant d'éviter leur récurrence. Les HiPo et leurs analyses sont collectés par le Groupe qui en assure le partage entre entités au travers de la filière 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 et dernière évaluation des risques afin de s'assurer que ceux-ci sont bien sous contrôle avant de réaliser l'opération.

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.

Compte tenu du nombre de décès auquel le Groupe a dû faire face en 2022, un nouveau *safety stand down* a été organisé, tout comme en 2021. Il s'agit d'un 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.

3.4.7.2.5 Amélioration de la qualité de vie au travail

Depuis plusieurs années, le Groupe et ses filiales poursuivent la mise en œuvre d'actions dédiées pour améliorer la qualité de vie au travail de leurs collaborateurs et la prévention des risques psychosociaux (axe de prévention "*No Mind At Risk*".. Le Groupe agit dans cette optique en mettant notamment en avant la pratique d'activités physiques et sportives lors d'initiatives locales.

Depuis 2021, le Groupe déploie une démarche d'amélioration appelée "9 engagements pour une meilleure qualité de vie au travail". Chaque collaborateur du Groupe est ainsi invité à respecter ces neuf engagements destinés à favoriser des comportements vertueux.

Ces neuf engagements ont été construits par un groupe de travail dont les membres provenaient du réseau qualité de vie au travail du Groupe, intégrant des représentants des entités et des filières santé-sécurité et RH ainsi que des médecins du travail. Ces engagements s'expriment de la façon suivante :

- "Je contribue au climat de confiance par un comportement bienveillant et respectueux";
- "Je contribue au respect et à l'amélioration de mon environnement de travail" ;
- "Je partage l'information et participe à un dialogue constructif."
- "Je contribue au travail en équipe dans toute sa diversité" ;
- "Je suis à l'écoute de moi-même et attentif aux autres" ;
- "Je reconnais le travail de mes collègues et je les félicite" ;
- "Je m'intéresse aux enjeux de mon organisation pour donner du sens à mon travail" ;
- "Je m'investis dans mon parcours professionnel" ;
- "Je préserve mon équilibre vie privée –vie professionnelle et celui des autres."

En 2022, le Groupe a complété l'axe de prévention "*No mind at risk*" en intégrant à la démarche des indicateurs sur la qualité de vie au travail construits à partir des résultats de l'enquête annuelle Groupe *ENGIE&ME*. Ces indicateurs portent notamment sur la bienveillance et le respect de l'équilibre vie privée/vie professionnelle, la reconnaissance, l'organisation et le contenu du travail, la réalisation et le développement professionnel, l'environnement de travail et les relations sociales. Ces indicateurs permettent à chaque collectif de travail d'évaluer son niveau de respect de chacun des neufs engagements. Un guide d'animation à usage des managers a été mis à leur disposition, pour construire collectivement un plan d'actions d'amélioration de la qualité de vie au travail répondant spécifiquement aux besoins de l'équipe.

Une formation par *e-learning* : "Manager par la qualité de vie au travail " a été mis à disposition de la ligne managériale.

3.4.7.3 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 bi-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).

3.4.7.4 Le dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés s'est poursuivi en 2022 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 (CEE). Il a réalisé une revue des résultats et actions engagées en matière de santé-sécurité au travail et qualité de vie au travail.

Par ailleurs, le plan de transformation ENGIE *One Safety* a été présenté au groupe de travail du CEE ainsi qu'à la réunion du Forum Mondial, organe d'échanges entre le Groupe et les représentants du personnel mis en place dans le cadre de l'accord cadre mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE.

3.4.7.5 Les données santé-sécurité

PRÉCISIONS SUR LES INDICATEURS SANTÉ-SÉCURITÉ

Les analyses effectuées dans le présent Document d'enregistrement universel concernent les entités et activités dont ENGIE a le management opérationnel, quel que soit le mode de consolidation financière.

Les résultats 2022, 2021 et 2020 pour les collaborateurs figurant dans le tableau ci-dessous sont présentés hors EQUANS et autres entités cédées.

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 hors malaises)			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		
	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020	2022	2021	2020
Groupe [1]	0	2	0	2,3	2,8	2,5	0,15	0,08	0,09	0,06	0,05	0,06	12	22	5
France hors infrastructures	0	0	0	3,78	4,97	4,58	0,29	0,35	0,32	0,11	0,19	0,13	7	19	4
France infrastructures	0	0	0	2,45	3,1	2	0,23	0,16	0,07	0,07	0,12	0,07	4	0	0
Reste de l'Europe	0	0	0	3,37	1,19	3,64	0,13	0,04	0,16	0,09	0,04	0,16	1	3	0
Amérique du Nord	0	0	0	0,00	1,42	0,7	0,20	0,02	0,01	0,00	0,02	0,01	0	0	1
Amérique du Sud	0	0	0	0,79	1,28	0,26	0,04	0,03	0,03	0,02	0,01	0,03	0	0	0
Asie, Moyen-Orient, Afrique	0	2	0	0,73	0,31	1,45	0,01	0,00	0,03	0,01	0,00	0,03	0	0	0
Autres	0	0	0	0,63	0,68	0,71	0,01	0,04	0,02	0,01	0,02	0,02	0	0	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*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 la page internet suivante : https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/politiques) 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 2022, 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.

Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Par une certification EMAS	8,86%	7,30%	3,72%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS)	59,12%	55,76%	56,41%
Par d'autres certifications SME externes	0,03%	0,78%	2,81%
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES	**68,01%**	**63,85%**	**62,93%**
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	7,59%	9,38%	11,92%
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES	**75,6%**	**73,2%**	**74,9%**

(1) Chiffre d'affaires généré après exclusion des activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental : activités tertiaires, trading, commercialisation, etc.

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.

Éléments méthodologiques

Organisation et périmètre

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. En 2022, ENGIE a néanmoins commencé à déployer son questionnaire complet auprès des entités mises en équivalence de la GBU *Energy Solutions* et la GBU Infrastructures afin de disposer d'informations environnementales sur un périmètre plus large.

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 lui 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 (exemple : 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.

Un certain nombre de choix méthodologiques ont été faits pour réaliser le reporting environnemental. Ces éléments sont décrits dans les cinq paragraphes qui suivent.

Généralités

- 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. En outre, des rapprochements sont réalisés plusieurs fois par avec PERFORM, la base de données d'ENGIE dédiée à la performance opérationnelle des installations de production d'énergie, pour réaliser un contrôle supplémentaire de l'exhaustivité du périmètre.

- 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.
- 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 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 les consommations d'eau douce et d'eau non-douce ainsi que sur la consommation totale.

Indicateurs hors GES

- Les émissions de NO_x, de SO_x et de particules fines sont calculées localement sur la base de mesures. Si des mesures discontinues sont effectuées sur un site, une moyenne des mesures sur les cinq dernières années est réalisée lorsque cela est possible pour éviter des incohérences liées à des mesures ponctuelles. Pour les installations brûlant du gaz naturel et ne disposant pas de systèmes de mesures automatisées, une méthode de calcul est fournie pour les émissions de NO_x et un facteur par défaut a été mis en place pour les émissions de SO_x (0,281 g/GJ pci) et un autre pour les émissions de particules fines (0,9 g/GJ pci), tous deux recommandés par l'EMEP, le *European Monitoring and Evaluation Programme*.
- 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.
- 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 stations de pompage-turbinage sont dorénavant traitées comme les batteries, comme préconisé par la taxonomie européenne. A ce titre, la consommation d'électricité correspond à la différence entre l'électricité fournie par le réseau et celle restituée au réseau. Cette dernière n'est par conséquent plus comptabilisée dans la production d'électricité d'ENGIE. Cette modification a été appliquée avec effet rétroactif depuis 2015 à des fins de cohérence.
- À des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GWhth) en énergie électrique (GWhe) est fixé à 0,25 pour les incinérateurs et à 0,61 pour toutes les activités d'achat et de production d'énergie du Groupe. Ce dernier facteur a été mis à jour avec effet rétroactif depuis 2015 à des fins de cohérence sur la base du règlement délégué 2015/2402 de la Commission EU.
- L'indicateur d'efficacité énergétique concerne les centrales à combustibles fossiles et à biocombustibles. Il inclut également la chaleur fournie par des tiers ainsi que les gaz sidérurgiques (voir la note relative à la chaleur et celle relative aux gaz sidérurgiques ci-après).

Indicateurs GES : émissions directes (scope 1)

- 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 comptabilise les émissions de CH_4 et de N_2O associées à leur combustion lorsque ces combustibles sont utilisés pour la production d'énergie mais pas celles de CO_2.
- 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 (6^e rapport d'évaluation du GIEC – 2022), considérés sur une échelle de 100 ans. En 2022, le PRG du méthane a donc été réévalué de 36 à 29,8.
- 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.
- 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 n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat 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 et les centrales de DK6 en France et de Knippegroen et Rodenhuize en Belgique, ne rapportent plus d'émissions associées aux gaz sidérurgiques. 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.

Indicateurs GES : émissions indirectes (scopes 2 et 3)

- La nature des achats de chaleur comptabilisés dans le scope 2 a évolué en 2022. Dorénavant, la chaleur provenant des Unités de Valorisation Energétique (UVE) ou hors UVE n'est plus comptabilisée dans le calcul des émissions de scope 2. ENGIE s'aligne ainsi sur la pratique française en la matière telle que décrite dans la méthodologie du Syndicat National du Chauffage Urbain (SNCU) pour répondre à l'enquête annuelle sur les Réseaux de Chaleur et de Froid. Cette enquête fait office de statistique nationale pour le Ministère de la Transition Energétique et de base de calcul du contenu CO_2 et du taux EnRR de chaque réseau publié dans l'arrêté "DPE". Les achats de chaleur pris en considération concernent uniquement la chaleur produite hors UVE. Sur la base des MWh achetés, un taux de pertes moyen de 16,5% fourni par le SNCU est utilisé pour connaître les MWh de chaleur perdue lors du transport et réalisé le calcul du scope 2. En 2022, la chaleur achetée produite hors UVE représente 8,11% de toute la chaleur acquise. Faute de données antérieures permettant la distinction entre chaleur d'UVE et hors UVE, le même pourcentage a été appliqué rétroactivement depuis 2015 à des fins de cohérence.
- Deux changements méthodologiques intervenus en 2022 ont eu un impact significatif sur le scope 2 en particulier, avec effet rétroactif depuis 2015. Il s'agit de l'exclusion de la chaleur récupérée des UVE et du passage des stations de pompage-turbinage du statut d'installations de production d'électricité à celui de batteries, Suite aux retraitements induits, le scope 2 de 2021 est passé de 1 903 934 tCO_2eq à 552 962 tCO_2eq (-71%) et celui de 2020 de 2 330 625 tCO_2eq à 613 714 tCO_2eq (- 73,7 %). Pour mesurer l'impact de ces mesures, la baisse par rapport à 2021 est causée par le changement concernant le pompage-turbinage à hauteur de -37% environ et par le changement sur la chaleur des UVE à hauteur de 34%.
- 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.
- En 2022, trois sources d'émissions ont été ajoutées dans le scope 3 pour le rendre toujours plus exhaustif :
  - les émissions de la chaîne amont de l'électricité achetée pour la revente ont été calculées et représentent 62,5% de la catégorie émissions liées à l'énergie non incluses dans les catégories "émissions directes" de GES et "émissions indirectes de GES associées à l'énergie" et 18,3% de l'ensemble du scope 3 en 2022. Les émissions des TWh vendus sont déterminées en calculant dans un premier temps les émissions de la production d'ENGIE. Les facteurs d'émission utilisés pour cela incluent l'ACV complète, construction des installations incluses sauf pour les installations de combustion pour lesquelles les facteurs sont appliqués à leurs consommations réelles de combustibles, méthode plus précise que le calcul sur base de l'ACV pour ce type d'installations. Ces émissions de la production sont ensuite déduites de celles des ventes totales d'ENGIE dans les pays concernés, calculées sur la base de facteurs moyens européens incluant l'ACV complète, construction incluse ;
  - suite à l'élargissement de la collecte de données environnementales aux entités mises en équivalence de la GBU *Energy Solutions* et de la GBU Infrastructures, la catégorie "investissements" inclut dorénavant les émissions directes de toute la production d'énergie mais également celles des autres activités comme les infrastructures gazières ;
  - les ventes de biomasse et de biométhane à des utilisateurs finaux sont maintenant collectées pour compléter la catégorie "usage des produits vendus" en calculant les émissions biogéniques. Ce dernier ajout permet également de compléter la première catégorie évoquée dans ce paragraphe avec les émissions de la chaîne amont de ces deux combustibles.

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 2022 s'établit à 151,8 $gCO_2éq./kWh$, en diminution de 14,8% par rapport à 2022 et de 65% 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 6,03 millions de tonnes en un an, passant de 35,86 à 29,83 millions de tonnes, soit une réduction de 16,8%.

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 *Climate Change* du CDP.

(1) À La part de la production d'énergie à partir de sources non fossiles a augmenté de 106,5% en huit ans passant de 28,6% en 2015 à 59% en 2022.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Émissions totales directes de GES – Scope 1 ◻◻	t CO_2 éq.	29 832 102	35 860 798	38 606 036
dont émissions de la production d'énergie	t CO_2 éq.	27 917 242	33 697 812	36 394 644
dont émissions directes de CH_4	t CO_2 éq.	1 263 608	1 624 082	1 516 355
- Part de la Distribution de gaz	t CO_2 éq.	947 586	1 197 204	1 123 286
- Part du Transport de gaz	t CO_2 éq.	192 740	247 550	237 814
- Part du Stockage de gaz	t CO_2 éq.	78 928	92 691	78 678
- Part des Terminaux Méthaniers	t CO_2 éq.	44 354	86 637	76 577
dont autres émissions (véhicules, gaz fluorés, autre…)	t CO_2 éq.	651 252	538 905	695 037
Intensité carbone de la production d'énergie ◻◻	kg CO_2 éq./MWh éq.	151,8	178,2	208,1

◻◻ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2022 (voir Section 3.11).*

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 (parc solaire de Slar Mina), 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 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de "Scope 2") ◻◻	t CO_2 éq.	751 862	538.222	613.714
dont émissions indirectes liées à la consommation d'électricité	t CO_2 éq.	743 376	529.273	598.797
dont émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid	t CO_2 éq.	8.486	8.948	14.917
Autres émissions indirectes de GES (dites de "Scope 3")	t CO_2 éq.	143 705 796	122 487 530	124 240 115
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.	41 978 623	17 765 961	19 343 594
dont émissions de l'électricté achetée pour la revente (ajout 2022)	t CO_2 éq.	26 250 871	-	-
Investissement (émissions de GES des installations mises en équivalence)	t CO_2 éq.	32 136 497	31 465 816	31 150 692
dont émissions de la production d'énergie	t CO_2 éq.	31 626 021	31 465 816	31 150 692
dont émissions d'autres activités (ajout 2022)	t CO_2 éq.	510 476	-	-
Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des consommateurs finaux, hors marché)	t CO_2 éq.	61 304 676	65 561 753	61 496 829
dont ventes de gaz naturel et GNL	t CO_2 éq.	61 279 484	65 561 753	61 496 829
dont ventes de biomasse et de biométhane (ajout 2022)	t CO_2 éq.	25 192	-	-
Achats de produits et services	t CO_2 éq.	5 466 061	5 486 727	8 976 422
Immobilisations des biens	t CO_2 éq.	2 820 358	2 206 878	3 273 440

◻◻ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2022 (voir Section 3.11).*

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 2022, 22,07 GW équivalents électriques installés (GWééq).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) ▫▫	MWééq.	22 077	20 374	17 676
Renouvelable – Électricité et Chaleur produites ▫▫	GWhééq.	70 267	63 470	56 610
Énergie produite – part du grand hydraulique	Pourcentage	59,7%	60,6%	62,7%
Énergie produite – part du petit hydraulique	Pourcentage	1,2%	1,3%	1,7%
Énergie produite – part de l'éolien	Pourcentage	23,1%	22,7%	17,7%
Énergie produite – part du géothermique	Pourcentage	0,4%	0,4%	0,3%
Énergie produite – part du solaire	Pourcentage	7,0%	4,8%	5,0%
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	8,6%	10,2%	12,6%
Renouvelable et Non Renouvelable – Électricité et Chaleur produites	GWhééq.	183 871	189 066	174 912
Part du renouvelable dans le total de l'électricité et de la chaleur produite	Pourcentage	38,2%	33,6%	32,4%

▫▫ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2022 (voir Section 3.11).*

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 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Production d'énergie des installations contrôlées (périmètre du scope 1)	GWhééq.	183 871	189 066	174 912
Production d'énergie des installations mises en équivalence (périmètre du scope 3)	GWhééq.	92 222	88.544	93 230
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) ▫▫	GWh pci	278 433	313 840	284 606
Part du charbon/lignite	Pourcentage	4,79%	10,18%	10,12%
Part du gaz naturel	Pourcentage	41,35%	36,32%	46,19%
Part du fioul (lourd et léger)	Pourcentage	0,83%	0,73%	0,71%
Part de l'uranium	Pourcentage	44,68%	45,36%	33,59%
Part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	4,77%	4,23%	5,68%
Part des autres combustibles	Pourcentage	3,43%	3,05%	3,37%
Part des combustibles pour le transport	Pourcentage	0,14%	0,13%	0,33%
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) ▫▫	GWhééq.	6 715	7 430	7 437
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz) ▫▫	Pourcentage	49,6%	47,7%	48,0%

▫▫ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2022 (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'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) 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 1.6.5.2.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Émissions gazeuses radioactives				
Gaz rares	TBq	32,19	36,12	47,35
Iodes	GBq	0,03	0,03	0,04
Aérosols	GBq	0,28	0,27	0,25
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	m^3	182	186	225
Rejets liquides radioactifs				
Émetteurs Bêta et Gamma	GBq	14,95	11,46	16,50
Tritium	GBq	101,80	83,49	86,50

Les facteurs de risques relatifs à l'énergie nucléaire sont présentés à la Section 2.2.7 "Risques liés aux activités nucléaires".

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 pour l'énergie produite 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 2022, ENGIE s'est vu décerner la note B 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* de l'outil Aqueduct du *World Resource Institute* qui permet de cartographier différents risques liés à l'eau. En 2022, 33 sites sont localisés en zone de stress hydrique extrême soit 4% 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 33 ont des besoins en eau douce importants (supérieur à 100 000 m^3 /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. L'ensemble des démarches engagées par le Groupe a permis de réduire de 77,3% ses prélèvements d'eau douce sur l'ensemble de ses activités depuis 2012.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Eau douce				
Prélèvement total	Mm^3	1 658	2 402	2 088
Rejet total	Mm^3	1 603	2 336	2 039
Eau non douce				
Prélèvement total	Mm^3	5 215	5 249	5 195
Rejet total	Mm^3	5 191	5 218	5 167
Consommation totale (Prélèvements - Rejets)	Mm^3	80	96	77

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. Le Groupe s'est doté d'objectifs opérationnels de réduction de production de ses déchets dangereux (-95% vs 2017) et non dangereux (-80% vs 2017).

Cette ambition de réduction est complétée par le suivi des taux de valorisation de plus de 79,8% pour les déchets non dangereux et de 21% pour les déchets dangereux en 2022. 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 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	t	1 459 706	2 843 003	2 857 579
• Cendres volantes, refioms	t	660 169	1 668 246	1 583 111
• Cendres cendrées, mâchefers	t	513 615	702 305	804 701
• Sous-produits de désulfuration	t	53 170	69 841	66 332
• Boues	t	13 484	16 237	25 221
• Bois flotté	t	10 783	11 508	12 970
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	t	1 164 816	2 405 454	2 464 614
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	23 506	30 240	38 139
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	4 926	4 933	11 511

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2022 (voir Section 3.11).*

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 particules totales (de toute taille) ; installation de brûleurs bas-NO_x 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.

Le Groupe s'est doté d'objectifs opérationnels d'ici 2030 de réduction des émissions de NO_x (-75% vs 2017), de SO_2 (-98% vs 2017) et de particules totales (-60% vs 2017).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Émissions de NO_x	t	33 517	48 831	49 022
dont production d'énergie	t	33 216	48 586	48 752
Émissions de SO_2	t	7 418	105 984	119 584
dont production d'énergie	t	7 400	105 962	119 568
Émissions de poussières	t	3 398	5 693	6 312
dont production d'énergie	t	3 391	5 688	6 305
Émissions de mercure	kg	49,47	194,21	304,73
dont production d'énergie	kg	49,33	194,09	285,25

3.5.4.8 La gestion de la biodiversité

La biodiversité constitue un patrimoine naturel essentiel au bien-être et à la santé humaine, mais aussi aux activités économiques. ENGIE, par ses activités industrielles, a des impacts potentiels directs sur la biodiversité (continuité écologique, avifaune, ischiofaune, etc), et indirects via la chaine d'approvisionnement. Le Groupe présente aussi des dépendances à la biodiversité du fait, notamment, de son utilisation de ressources en biomasse et de la régulation des eaux et du climat assurée par la biodiversité.

Selon les experts internationaux de l'IPBES [(1)], la biodiversité est menacée par ordre d'importance: le changement d'usage des sols, la surexploitation des ressources, le changement climatique, la pollution et les espèces exotiques envahissantes. 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.

Dès 2010, le Groupe a intégré la biodiversité dans sa stratégie et ses activités. Il est désormais doté d'une politique dédiée et d'engagements clés au travers des dispositifs "act4nature international" et "Entreprises Engagées pour la Nature". Tous les détails concernant ces engagements et leurs avancées sont disponibles sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/ objectifs-rse/ biodiversite.

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.

C'est dans une logique de respect de la séquence "Éviter, réduire et compenser" que le Groupe développe ses projets.

L'ensemble des sites du Groupe est analysé chaque année au regard de leur proximité aux différentes aires protégées (UICN, Ramsar, UNESCO naturel et mixte, KBA, MAB). Chaque site localisé à moins de 15 km d'une aire protégée travaille à la mise en œuvre de plans d'action développés en concertation avec les parties prenantes pertinentes.

Le Groupe a également pris un engagement fort d'avoir une gestion des sites respectueuse de la nature, en arrêtant l'usage des produits phytosanitaires et en contribuant à la restauration des continuités écologiques.

Intitulé de l'objectif	Unité	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans	Cible 2030
Développement de plans d'actions pour les sites industriels situés dans ou à proximité d'une zone sensible pour la biodiversité	%	60	41	21	100
Mise en place d'une gestion écologique des sites industriels du Groupe, à savoir entretien des espaces verts respectueux de la nature et zéro produit phytosanitaire	%	34	28	n.d.	100

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 2009, le comité français de l'UICN apporte à ENGIE son expertise pour intégrer davantage la biodiversité dans sa stratégie, et depuis 2008, FNE contribue à la mise en relation avec des experts locaux et à la sensibilisation aux enjeux tels que l'application de la séquence "éviter-réduire-compenser" en France. Ces partenariats sont élaborés sur une base triennale.

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 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
% du CA pertinent couvert par un plan de prévention des risques environnementaux	96,0%	93,8%	81,9%
% du CA pertinent couvert par un plan de gestion des crises environnementales	95,3%	93,2%	87,5%

La gestion des plaintes environnementales est assurée par le Groupe. Une synthèse est donnée ci-dessous :

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2022 hors Equans	ENGIE 2021 hors Equans	ENGIE 2020 avec Equans
Plaintes liées à l'environnement	8	11	6
Condamnations liées à l'environnement	1	2	2
Montant des indemnisations (*en milliers d'euros*)	9	697	14
Dépenses environnementales (*en milliers d'euros*)	902 683	528 705	553 019

Les plaintes reçues par des filiales d'ENGIE sont les suivantes :

- en Belgique, les gestionnaires de parcs éoliens ont reçu deux plaintes pour nuisances sonores, une pour les désagréments associés à l'effet stroboscopique et une liée à des chutes de concrétions glacées. Une autre été reçue pour nuisances sonores concernant la centrale turbojet de Zedelgem ;
- en Roumanie, une plainte a été reçue en raison des désagréments associés à l'effet stroboscopique ;
- aux Etats-Unis, le parc solaire de Whitehorn Solar LLC a reçu une plainte du voisinage pour le manque de fauchage autour du site. Le problème a été résolu ;

(1) Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services.

- au Brésil, le voisinage de quatre gazoducs s'est plaint de la hauteur de la végétation sur les servitudes et des actions de fauchage ont été entreprises.

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 Energia Mayakan au Brésil consécutive au contrôle du diamètre d'un tuyau d'évacuation d'eau qui ne correspondait pas à celui autorisé par le permis d'exploitation. Les travaux ont été réalisés pour mettre l'évacuation d'eau en conformité.

En 2022, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se sont montées à près de 903 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 1,332 milliard d'euros en 2022 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 cartographier les parties prenantes et de s'aligner avec le nouvel objectif de mise en place de plans d'actions sociétaux 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 de l'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 2022, la structuration du dialogue avec les parties prenantes a été intégrée dans les programmes de formation d'ENGIE University par le biais d'un e-learning accessible à tous les salariés du Groupe.

En 2022, les différents espaces de dialogue ont été alimentés par la discussion autour de la transition juste dans le cadre du Comité parties prenantes tenu par le Groupe sur cette thématique au deuxième 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, le Comité Français de l'UICN 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 ET FONDATION D'ENTREPRISE

3.6.2.1 Précarité énergétique des clients particuliers

ENGIE contribue au Fonds Solidarité Logement depuis 2007 et à raison de 6 millions d'euros par an depuis 2010. Ainsi en 2022, ENGIE est signataire de 110 conventions actives du FSL dont 16 avec des métropoles. Compte tenu du contexte économique actuel qui pèse fortement sur les familles vulnérables, à titre exceptionnel ENGIE a décidé de doubler sa participation au Fonds de Solidarité pour le Logement en 2022 soit 12 millions d'euros. Par cette action, ENGIE démontre une nouvelle fois son engagement dans la lutte contre la précarité et auprès des familles en difficultés puisque cette aide bénéficiera au plus grand nombre – clients ou non ENGIE.

En 2022, environ 65 000 familles ont été aidées grâce à ce fonds géré par les départements et/ou les métropoles. Le montant de l'aide moyenne accordée est de 250 euros, en augmentation versus 2021.

Par ailleurs, face à la hausse des prix de l'énergie, ENGIE est plus que jamais mobilisé pour soutenir ses clients, notamment celles et ceux qui en ont le plus besoin. C'est pourquoi, en complément des actions déjà déployées, ENGIE a décidé de faire profiter d'une aide supplémentaire de 100 euros à ses 880 000 clients bénéficiaires du chèque énergie. Cette aide exceptionnelle d'ENGIE a été versée en novembre, sans aucune démarche à effectuer de leur part.

ENGIE s'appuie sur ses Correspondants Solidarité Relations Externes, qui s'engagent à porter la politique Solidarité d'ENGIE auprès des élus locaux, des travailleurs sociaux, des partenaires de médiation sociale et des associations de consommateurs. Cette proximité est fondamentale et nécessaire à la mise en place d'une aide personnalisée pour les clients les plus fragiles. ENGIE a créé un réseau de partenaires de médiation avec plus de 120 points d'accueil répartis sur le territoire à fin 2022.

En complément, ENGIE a développé des outils dédiés aux acteurs sociaux afin que ces derniers puissent répondre de manière appropriée et immédiate aux demandes des clients ENGIE en difficulté. Ainsi, le portail Solidarité ENGIE (disponible à l'adresse suivante : servicessociaux.engie.fr), créé en avril 2018 et dédié aux travailleurs sociaux afin d'accompagner en toute autonomie nos clients en difficulté, a vu pour la troisième année consécutive son utilisation progresser : 280 000 interactions entre les services sociaux départementaux et communaux et les équipes solidarité ENGIE contre 265 000 en 2021 (+6% après une augmentation de 20% en 2021).

Enfin, une ligne téléphonique dédiée aux travailleurs sociaux est ouverte du lundi au vendredi de 9h à 17h afin de leur apporter une réponse dans les plus brefs délais.

Le Groupe a poursuivi en 2022 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. Ce dispositif a permis, depuis 2015 de sensibiliser plus de 70 000 personnes à la sécurité gaz et à la maîtrise de l'énergie. Les visites menées par les volontaires en service civique ont également permis de résoudre plus de 50 000 situations potentiellement dangereuses.

En 2022, GRDF a également maintenu ses partenariats avec l'Observatoire National de la Précarité Énergétique (ONPE), la Fédération Nationale Soliha, l'Association Nationale des Compagnons Bâtisseurs et l'association Stop à l'Exclusion Énergétique afin de capitaliser sur l'expérience de CIVIGAZ qui fédère des coalitions d'acteurs des territoires autour des enjeux de sécurité et de précarité. Pour compléter les actions mises en œuvre dans le cadre de ces collaborations, GRDF a noué deux nouveaux partenariats en fin d'année avec la Croix Rouge Insertion et avec le CLER (Réseau pour la transition énergétique - anciennement Comité de liaison pour les énergies renouvelables).

Enfin et dans le même temps, GRDF renforce ses actions au quotidien directement auprès de ses clients et des collectivités partenaires : sensibilisation des techniciens et conseillers clientèle au sujet de la précarité énergétique en lien avec les assistantes sociales de GRDF, prévenance renforcée sur les actes de coupure pour impayés, accompagnement des collectivités dans la détection de la précarité énergétique, et lancement de diverses expérimentations locales en lien avec les acteurs sociaux et de l'énergie sont autant d'actions menées en 2022 pour soutenir ses clients.

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 six différentes thématiques en ciblant à la fois performance financière et l'impact social et environnemental : les solutions énergétiques décentralisées durables, les solutions de cuisson propres et sécurisées, le biogaz, l'efficacité et la sobriété énergétique, l'économie circulaire et la mobilité durable et inclusive.

Fin 2022, les entreprises du portefeuille ont fourni un accès à une énergie propre et durable à 7,5 millions de bénéficiaires dans le monde. Par ailleurs les entreprises du portefeuille ont généré plus de 32 000 emplois directs et indirects dont plus de 60 % occupés par des femmes. Au total 21 100 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 durable 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 2022, le fonds a poursuivi son déploiement en France avec Enerpro dans le biogaz et dans l'autoconsommation avec Enogrid. Fin 2022, ENGIE Rassembleurs d'Énergies a engagé un total de 38,3 millions d'euros.

3.6.2.3 Fondation ENGIE

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.

Son action s'articule autour de trois grandes priorités :

- aide à l'enfance – éducation ;
- accès de tous à l'énergie – sauvegarde de la biodiversité – lutte contre le changement climatique ;
- lutte contre la pauvreté et emploi, ainsi que l'aide d'urgence.

La Fondation ENGIE inscrit ses actions dans son mandat 2020-2025, 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), avec trois priorités :

- impact (agir avec impact) ;
- proximité (être au cœur des territoires) ;
- responsabilité (contribuer aux enjeux sociétaux, 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 51% de ses projets dédiés à l'accès à une énergie renouvelable et durable et à la biodiversité en 2022, 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 soutient notamment les Atlas de la Biodiversité et la préservation des posidonies avec l'Office Français de la Biodiversité, l'exploration du Golfe du Lion avec le Muséum, la sensibilisation à la biodiversité dans les quartiers avec la ligue de protection des oiseaux, la protection de l'environnement au Brésil.

En 2022, la Fondation ENGIE a soutenu plus de 140 projets à travers le monde avec plus de 4 000 bénéficiaires. Les détails sur la Fondation ENGIE sont présentés sur le site internet : fondation-engie.com.

3.6.3 TRANSITION JUSTE

Le plan de transition vers le Net Zéro Carbone d'ici 2045 présenté par ENGIE en 2021 est fondé sur une trajectoire *well below* 2°C. En ligne avec l'Accord de Paris, il a été conçu pour ses clients et pour le Groupe afin de poser les fondations d'une croissance durable à long terme. Les objectifs du Groupe pour une transition énergétique abordable, fiable et durable résonnent avec les enjeux de la société, les enjeux climatiques, les enjeux du marché de l'énergie et ceux de ses parties prenantes.

EN 2022, le contexte du conflit entre la Russie et l'Ukraine et de volatilité des prix de l'énergie sur le continent européen, sous-tendu par l'urgence climatique, prouve la pertinence de la stratégie d'ENGIE d'offrir un mix énergétique équilibré, résilient et abordable. Ce plan vise plus particulièrement à :

- s'assurer que les clients, et en particulier les clients à faibles revenus, puissent accéder à une énergie abordable et durable grâce à des offres innovantes ;
- s'engager avec les communautés dans des projets territoriaux ;
- garantir un dialogue social de qualité à tous les niveaux, offrir une protection sociale à tous ses employés à travers le monde, garantir leur employabilité par la formation et la reconversion et les accompagner lors des restructurations ;
- établir des normes élevées en matière de droits du travail, de droits de l'homme et de durabilité tout au long de la chaîne d'approvisionnement, à promouvoir des achats inclusifs et à s'engager avec les fournisseurs dans leur parcours de démantèlement.

Ce plan met en œuvre les principes de transition juste au profit des consommateurs, communautés, travailleurs et fournisseurs.

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 (Mon programme pour Agir 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. Au total 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.

Depuis une décennie, ENGIE Brazil développe des initiatives sociales en faveur du bien-être des populations locales vivant à proximité de ses sites. Les centres de culture et de durabilité ont pour objectif de valoriser les coutumes et traditions locales, l'inclusion sociale et numérique. Ils sont gérés par les communautés elles-mêmes autour des sites de production d'ENGIE et permettent le développement social, culturel et environnemental de petites municipalités dans plusieurs régions du Brésil. Six centres sont actuellement en fonctionnement et trois sont en construction. Il s'agit pour le Groupe de contribuer positivement au développement territorial, dans le respect des communautés locales.

Pour les employés, le Groupe déploie des mesures de protection 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).

En termes de formation, ENGIE University propose *la Sustainability Academy* dont l'un des objectifs 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 est basée sur différents formats.

Le centre de formation en apprentissage dédié à la transition énergétique et aux métiers du climat permet la formation de plus de 200 jeunes parents au travers de programmes d'alternance. Cela permet d'accéder aux futurs métiers du Groupe et d'accélérer sa stratégie vers le Net Zero Carbone.

Enfin, pour ses fournisseurs "préférentiels", ENGIE les encourage à s'engager dans une trajectoire de décarbonation alignée ou certifiée SBTi.

Pour mener à bien ce plan de transition juste, ENGIE s'appuie sur une démarche de transparence et de co-construction avec la société civile. En 2022, le plan a été, dans ce cadre, soumis pour avis à un Comité de parties prenantes (associations, investisseurs responsables, économistes, institutionnels et activistes). Le Groupe se donne un an pour lui présenter des indicateurs alignés sur ses ambitions.

3.7 ACHATS, SOUS-TRAITANCE ET FOURNISSEURS

Avec une dépense de 16 milliards d'euros hors achats d'énergie par an, la fonction Achats a une place de premier rang dans la chaîne de valeur du Groupe et a pour ambition :

- d'être un contributeur de la performance opérationnelle du Groupe en proposant aux opérationnels un panel de fournisseurs compétitifs et différenciants ;
- d'être le garant des engagements du Groupe vis-à-vis de ses fournisseurs ;
- de contribuer à la démarche RSE et à la neutralité carbone du Groupe ;
- de 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** qui définit les engagements et les attentes d'ENGIE à l'égard de ses fournisseurs en matière de droits humains, de santé, de sécurité et d'éthique. Ces principes s'appliquent à l'ensemble de la chaine d'approvisionnement. Révisée en 2021, la Charte Achats met l'accent sur la prise en compte des émissions de gaz à effet de serre en tant que critère de sélection des fournisseurs ;
- d'une **Gouvernance Achats** qui pose 14 règles définissant les principes de gestion des dépenses externes et le fonctionnement des Achats. Elle vise notamment 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. Depuis 2022, l'obligation d'évaluation par un tiers et la conduite de *Due Diligence* est obligatoire pour des fournisseurs principaux.

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,* le Code de conduite de la relation avec les fournisseurs et la Politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants directs. En 2022, le Groupe a souhaité développer et piloter les achats dans le secteur adapté ce qui a donné lieu à la signature d'une Politique Achats Inclusifs France.

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 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 sont déclinés dans l'ensemble de son système de management :

Intitulé objectif	Critère	Objectif 2025	Objectif 2030
1. Décarbonation des principaux fournisseurs	250 Top 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 maîtrisé"	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 et gérer les risques de sa chaîne d'approvisionnement, la fonction Achats développe la gestion de ses 62 catégories d'achats et assure le management de ses fournisseurs principaux. La mise en œuvre de ces processus est assurée par son réseau de *Category Managers* Groupe et de *Category Lead Buyers* au sein de chaque entité achats du Groupe.

La connaissance des marchés et des fournisseurs permet ainsi d'analyser des risques et opportunités par catégorie d'achats. Pour ce faire les *Category Managers* s'appuient sur une matrice de risque élaborée en partenariat avec EcoVadis. Cette matrice qui combine le risque RSE de chaque catégorie avec le risque pays permet de définir, le cas échéant des plans de gestion des risques et des critères spécifiques de qualification des fournisseurs. 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.

La gestion des risques peut aboutir à la mise en place de clauses contractuelles spécifiques et à intégrer des exigences supplémentaires quant à la traçabilité de la chaîne de sous-traitance (catégories panneaux solaires et éoliennes).

La gestion des catégories d'achats et des panels fournisseurs est donc un levier essentiel pour :

- mesurer la performance délivrée par les fournisseurs réalisée via des *Business Reviews* périodiques ;
- définir des plans d'amélioration si nécessaire ;
- engager un "dialogue carbone" à travers la mesure d'indice de maturité carbone ;
- favoriser les achats réalisés auprès des fournisseurs du secteur de l'inclusivité (EA-ESAT, QPV, SIAE).

Les actions de la Direction Achats portent en priorité sur les fournisseurs préférentiels du Groupe (618) puis les fournisseurs majeurs de chaque GBU du Groupe (945) ce qui représente environ 38% de la dépense totale.

L'ensemble des processus achats est vérifié via les processus de contrôle interne et d'audit afin d'assurer l'amélioration continue de la démarche.

Enfin, 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 2022, 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 ;
- trois modules de formations en ligne obligatoires pour l'ensemble de la fonction achat : "Fraude et Corruption, tolérance zéro", "Notre Groupe, notre Ethique".et "Droit de la concurrence" ;
- quatre vidéos : "Prévention de la corruption", "Cadeaux et invitations… Que faire", "Prévention des Conflit d'intérêts".et "Dispositifs d'alerte ENGIE".

3.8 ÉTHIQUE ET *COMPLIANCE*

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 Corporate suivantes : Juridique, Éthique, *Compliance & Privacy*, Audit Interne et Contrôle Interne.

La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* (DECP) est rattachée à la Direction Juridique, Ethique & *Compliance*, elle-même sous l'autorité de la Secrétaire Générale du Groupe. 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* et des correspondants éthiques (en 2022, incluant EQUANS jusqu'au 4 octobre : plus de 240

personnes) et des *Data Privacy Managers* (en 2022, incluant EQUANS jusqu'au 4 octobre : plus de 130 personnes) dans l'ensemble du Groupe. La plupart d'entre eux cumulent ce rôle avec d'autres fonctions (juridique, RH, contrôle interne, etc.).

Les *Ethics & Compliance Officers* et les *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 ils interviennent.

Depuis 2018, la DECP est la direction compétente pour toutes les questions nécessitant la mise en place d'une procédure de *compliance*, en tout premier lieu, sur la prévention et la lutte contre la fraude et la corruption. Elle est également en charge de la protection des données personnelles, 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-respect des règles du droit de la 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 Éthique 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.

Des travaux de refonte de la Charte éthique ont été menés en 2021 et en 2022. La nouvelle Charte éthique sera déployée dans le Groupe en 2023.

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 et étendu en 2021 aux activités de recrutement. Ainsi, les parties prenantes des projets d'investissement, les bénéficiaires de mécénats et de parrainages, les fournisseurs, les consultants commerciaux et les nouvelles personnes recrutées aux positions les plus exposées au risque de corruption font l'objet d'une action préventive renforcée.

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). Son champ d'application a été élargi en 2022 aux décideurs publics locaux.

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 s'est doté en 2019 d'une politique et de procédures spécifiques. Celles-ci ont été actualisées en 2022 pour en renforcer la gouvernance. La nouvelle politique a été publiée sur la page internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/protection-des-donnees.

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*". Ces documents sont disponibles sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/Groupe/ethique-et-compliance.

3.8.4 SIGNALEMENT ET RAPPORT DES INCIDENTS ÉTHIQUES

La politique Groupe relative aux lanceurs d'alerte, intégrant les exigences légales de la loi Sapin 2 et celles de la loi relative au devoir de vigilance, a été définie en 2017. Cette politique est conforme avec la loi n° 2022-401 du 21 mars 2022 (loi "Waserman". qui transpose dans le droit français la Directive européenne n° 2019/1937 sur la protection des lanceurs d'alerte. Le dispositif de recueil des alertes au moyen d'un courrier électronique à l'adresse : ethics@engie.com et d'un numéro de téléphone dédié a été mis en place au niveau Groupe en juillet 2018. Ces deux canaux de signalement sont externalisés à travers l'appui d'un prestataire externe qui est en charge du recueil des alertes. Depuis janvier 2019 ces canaux sont ouverts à tous les collaborateurs du Groupe au niveau mondial. 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. Ces alertes et rapports concernent 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 (pour la remontée et le traitement des *data breach*). En 2022, 254 saisines dans le cadre de la procédure d'alerte du Groupe ont eu lieu (187 en 2021, 201 en 2020, 183 en 2019) et 346 rapports managériaux d'incidents éthiques ont été remontés au niveau de la DECP (277 en 2021, 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 d'ENGIE à l'adresse suivante : 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 2022, 100% des GMR ont participé à ce cursus). Les membres de la filière éthique et *compliance* doivent suivre le même parcours.

Les formations présentielles dans le domaine du droit de la concurrence se sont multipliées en 2021 et 2022. 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 à la protection des données personnelles se sont poursuivies en 2021 et 2022. Il en va de même pour la formation relative aux droits humains (voir Section 3.9.1.1).

Eu égard à leur exposition particulière au risque de corruption, les acheteurs doivent suivre un parcours supplémentaire comprenant des formations présentielles animées conjointement par la Direction Achats et la DECP (".thique et relation fournisseur" et "*Due diligence* pour les Achats". (voir Section 3.7). Enfin, en 2022 une nouvelle formation a été déployée auprès de la filière RH du Groupe relative aux *due diligence* en matière de recrutement afin de prévenir le risque de corruption.

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 de conformité éthique 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 Juridique, Éthique et *Compliance* 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 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 (désormais *Speeki* Europe), 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 reçu sa 2e certification ISO 37001 en 2021 ainsi que le renouvellement de celle-ci en 2022. 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 d'ENGIE :



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 sociétés 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 mesures ainsi que le dispositif d'alerte commun sont déjà déployés depuis plusieurs années. Pleinement adossé sur l'organisation éthique, le plan de vigilance bénéficie d'un pilotage, d'une gouvernance et d'un suivi dédiés (voir Section 3.9.5).



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 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

La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* d'ENGIE, rattachée à la Direction Juridique, Éthique et *Compliance*, elle-même sous l'autorité de la Secrétaire Générale, est en charge du volet droits humains du plan de vigilance. Elle s'appuie sur son réseau d'*Ethics and Compliance Officers* et de correspondants éthiques situés partout dans le monde et sur les autres directions concernées par les aspects droits humains (voir Section 3.8.1).

Les risques majeurs d'impacts négatifs sur les droits humains de tout individus liés aux activités du Groupe concernent les droits fondamentaux des travailleurs. Plus généralement, les enjeux droits humains pour le Groupe sont les suivants :

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

Le détail des risques est accessible sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/politique-droits-humains.

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, la présence de sous-traitance, l'activité, les caractéristiques liées aux travailleurs, la présence de populations dont le risque est accru si elles sont vulnérables, les produits/services utilisés, le recours à des forces de sécurité armées ou encore le type de relations commerciales. Les évaluations des tiers (fournisseurs, sous-traitants, partenaires, donneurs d'ordre, etc.) incluant explicitement les droits humains (voir Section 3.9.3) ainsi que le mécanisme d'alerte (voir Section 3.9.4), permettent également d'identifier les risques.

Les entités de deux régions importantes, Amérique du Sud (SOUTHAM) et Asie - Moyen-Orient - Afrique (AMEA), ainsi que *Global Energy Management and Sales* (GEMS) et Tractebel ont vu leur niveau de risque évoluer en matière de droits humains, en raison des pays concernés ou du secteur d'activité (risque brut). Les risques identifiés font l'objet au niveau opérationnel de plans d'actions spécifiques décrits sur le site internet mentionné ci-dessus.

En 2022, le Groupe a continué ses actions de vigilance approfondie, mises en œuvre dès 2020, pour identifier et gérer les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine (voir Section 2.2.5.3).

Un plan d'action a commencé à être déployé en 2022, dans une entité du Groupe, ciblant les centres de relations clients d'ENGIE situés à l'étranger visant à évaluer les conditions de travail réelles des travailleurs et ce en concertation avec eux.

Une formation présentielle sur la démarche droits humains du Groupe a été développée en 2019 et cible, plus particulièrement, des opérationnels et managers directement concernés par ce sujet. En 2022, les personnes exerçant des fonctions particulièrement exposées aux risques droits humains ont été identifiées et un plan de formation qui leur est spécialement dédié a été déployé. Un 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 2022	1 523 collaborateurs formés aux droits humains en présentiel parmi lesquels environ 55% de fonctions opérationnelles, dont la moitié d'entre eux provient d'entités à risque, et 13 050 collaborateurs formés en *e-learning* (diminution du chiffre par rapport à 2021 du fait de la session d'EQUANS).
Contrôle interne (Section 2.3)	82,4% des entités du Groupe ont évalué le déploiement du plan de vigilance à leur niveau comme effectif (1). 96,2% 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.

En 2022, ENGIE a signé un nouvel accord mondial portant sur les droits sociaux fondamentaux et la responsabilité sociale. L'accord prévoit également un suivi des engagements :

Engagements Groupe	Suivi (chiffres 2022)
Programme ENGIE Care (niveau de protection sociale minimale pour l'ensemble des collaborateurs dans le monde)	66,5% des entités : congé maternité intégralement payé (14 semaines) 27,7% des entités : congé paternité intégralement payé (4 semaines) 94,6% des employés : 12 mois de salaire brut versés en cas de décès 97,2% des employés : régime de soins avec couverture à 75% des frais d'hospitalisation 79,2% des employés : 12 mois de salaire brut versés en cas d'incapacité permanente
Mixité : 50% de managers femmes	30% : pourcentage de managers femmes
Égalité salariale entre les femmes et les hommes	1,73% : écart salarial entre les femmes et les hommes

3.9.1.2 Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail

La cartographie des risques liés à la santé-sécurité intègre d'une part les risques d'atteinte à la santé-sécurité des personnes travaillant pour le Groupe (employés, intérimaires, sous-traitants, stagiaires) 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. À ces différents risques correspondent trois axes de prévention, *No Life at Risk* (sécurité au travail), *No Mind at Risk* (qualité de vie au travail) et *No Asset at Risk* (sécurité industrielle).

CARTOGRAPHIE DES RISQUES SANTÉ-SÉCURITÉ ET SÉCURITÉ INDUSTRIELLE

ATTEINTE À LA SANTÉ-SECURITÉ DES PERSONNES

ACCIDENT AU TRAVAIL	ATTEINTE À LA SANTÉ	ACCIDENT INDUSTRIEL
Risques d'atteinte à la sécurité :	Risques liés au contexte d'exécution des activités :	Risques liés aux process industriels Exemples d'activités :
• exemples de risques : chute de hauteur, accident de la route, électrisation, électrocution, explosion, incendie, intoxication, blessures liées à l'utilisation d'outils ou de machines, au levage d'équipements.	• exemples de risques pour la santé : troubles musculosquelettiques, risques psycho-sociaux, exposition à des produits cancérogènes, mutagènes ou reprotoxiques.	• exploitation de terminaux méthaniers, de stockages souterrains de gaz, de réseaux de transport et de distribution de gaz, de chaufferies et de centrales, de barrages hydrauliques, de réseaux de chaleur, de parcs éoliens ; • activités de services sur le site industriel d'un client ; • construction d'infrastructures.

Compte tenu du nombre d'accidents mortels qui se sont produits en 2021, le Groupe a souhaité renforcer ses règles et pratiques en santé-sécurité au travail en réalisant une évaluation de son système de gestion de la santé-sécurité et une analyse des écarts aux bonnes pratiques mises en place par les industriels les plus performants dans ce domaine.

Pour ce faire, le Groupe s'est adjoint les services d'un consultant externe chargé de réaliser cette évaluation de son organisation et de sa culture santé-sécurité,

L'évaluation réalisée par le prestataire lui a permis d'identifier les points forts du Groupe et d'émettre un certain nombre de recommandations visant à éradiquer durablement les accidents graves et mortels.

À partir de ces recommandations, de l'analyse réalisée en interne et des retours d'expérience issus des entités opérationnelles, le Groupe a défini un vaste plan de transformation santé-sécurité ENGIE *One Safety*, dont la mise en œuvre s'étalera jusqu'en 2024.

Les principales actions d'ENGIE *One Safety* mises en œuvre en 2022 ont été les suivantes :

- renforcement des Règles Groupe santé-sécurité en s'inspirant des meilleures pratiques issues d'un benchmark externe ; ces règles portent sur la santé-sécurité des sous-traitants, l'identification et le traitement des événements à haut potentiel de gravité (HiPo), le management des risques, le respect des Règles Qui Sauvent, la promotion d'une culture juste (reconnaissance et sanction) ;
- conception et test d'une nouvelle méthode de formation-coaching des managers pour que les rituels managériaux de sécurité (exemples : visites managériales de sécurité, visites de sous-traitants) aient l'impact attendu sur le comportement de sécurité des équipes sur le terrain, y compris celles de nos sous-traitants ;
- révision des indicateurs santé-sécurité du Groupe de façon à ce qu'ils portent davantage sur l'anticipation des risques et la mise en œuvre d'actions de prévention efficaces sur le terrain ; de nouveaux indicateurs axés sur la prévention ont ainsi été définis *(leading indicators* [1]), en complément des indicateurs traditionnels axés sur l'accidentologie *(lagging indicators)* ;
- mise en place d'un groupe d'experts santé-sécurité, piloté de façon centralisée, destiné à réaliser des audits internes pour le compte du Groupe et à appuyer les entités sur des thématiques particulières ;
- déploiement d'un nouveau plan de communication destiné à sensibiliser les salariés du Groupe et ses sous-traitants au caractère intangible des Règles Qui Sauvent.

Les principales actions mises en œuvre en matière de sécurité industrielle (axe de prévention *No Asset at Risk*) sont décrites en Section 2.2.5.2 "Risque d'accident industriel".

Les autres dispositions destinées à assurer la santé-sécurité des personnes travaillant pour le Groupe sont présentées en Section 2.2.6.2 "Risque santé et sécurité au travail" ainsi qu'en Section 3.4.7 "Politique de santé-sécurité". Le détail des mesures est précisé sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/engagements/Sante-Securite.

3.9.1.3 Prévenir et gérer les risques liés à la sûreté des personnes

La Direction de la Sûreté et de l'Intelligence Economique du Groupe participe notamment à ce que la protection des personnes soit assurée. Elle fédère et anime un réseau de *security* managers qui déclinent et coordonnent la mise en œuvre de la Politique Groupe de sûreté d'ENGIE.

Le volet "protection des personnes contre les actes malveillants" de la Politique Groupe de sûreté d'ENGIE est régi par la loi 2017-399 sur le devoir de vigilance des sociétés-mères et entreprises donneuses d'ordre du 27 mars 2017. Ce devoir de protection concerne tous les salariés, quel que soit leur statut, et notamment ceux en mobilité internationale.

Les menaces et les actions malveillantes visant les personnes font partie intégrante des risques sûreté inscrits au catalogue des risques de l'entreprise (ERM - *Entreprise Risks Management*). Les incidents de sûreté sont inscrits dans un outil Groupe de remontée des incidents (*MySecurityIncident*), portés à la connaissance de la direction de la sûreté et font l'objet d'un traitement systématique.

Le réseau sûreté est particulièrement attentif au respect des droits humains dans les activités de sûreté et met en œuvre des mesures visant à prévenir tout risque d'usage disproportionné de la force. C'est pourquoi, les contrats avec les sociétés de gardiennage ou de sécurité privée comportent systématiquement la clause Groupe éthique et développement durable figurant aux conditions générales d'achat. Par ailleurs, elles font également l'objet de vérifications (*due diligence*) avant emploi.

Les *security managers* sont sensibilisés par la direction de la sûreté qui leur rappelle régulièrement leurs obligations en la matière. Enfin, les acteurs de la sûreté, en liaison avec les équipes *data privacy*, veillent au strict respect des règles RGPD ou des lois locales correspondantes liées à l'enregistrement et à la conservation des données de vidéo protection.

3.9.1.4 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.

RISQUES ENVIRONNEMENTAUX

- Changement climatique et GES
- Biodiversité et réhabilitation des écosystèmes
- Eau
- Pollution
- Adaptation

RISQUES SOCIÉTAUX

- Relations avec les communautés locales
- Formation, reconversion des salariés
- Droit à opérer sur un territoire
- Offres commerciales abordables

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 *Global Business Unit* (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 : ENGIE s'est engagé, en mai 2021, sur l'objectif "Net Zéro Carbone" à l'horizon 2045, pour l'ensemble de ses émissions directes et indirectes. Cet objectif devrait être atteint en suivant une trajectoire "bien en dessous de 2 degrés" (*well below* 2°C), avec des objectifs intermédiaires.

(1) Exemples : taux de HiPo et taux d'accidents graves et mortels dont les analyses des causes profondes sont réalisées dans les délais.

À ce jour, le Groupe a pris des mesures visibles, notamment en vue du déploiement de son plan de sortie du charbon d'ici 2027 au plus tard, de la réduction de l'intensité carbone de sa production d'électricité, de la réduction des émissions liées à l'utilisation des produits vendus, de manière drastique d'ici 2045, de l'alignement des futurs investissements avec son ambition carbone, de l'attribution de budgets carbone à chaque GBU et de l'évaluation des équipes dirigeantes liée à la réalisation des objectifs "Net Zéro Carbone".

La trajectoire climatique d'ENGIE est détaillée dans le Cahier Climat 2023 (www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/publications-rse).

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 *stakeholder engagement*. Sa mise en œuvre comprend une boîte à outils, des programmes de formation et un centre d'expertise.

Des modules de e-learning sur le climat, la biodiversité, le *stakeholder engagement* et la matrice RSE dans les décisions d'investissements ont été développés depuis 2021 avec la *Sustainability Academy* et ciblent, plus particulièrement, les opérationnels et managers directement concernés par ce sujet.

Résultats de participation aux formations en ligne :

e-learning proposés	Nombre de participants depuis le lancement
Ambition net-zero carbone (2021)	5 883
Business change maker (2021)	1 188
CO_2 killer (2021)	1 324
People of the world (2021)	1 075
Introduction à la biodiversité (novembre 2021)	2 275
Engagement des parties prenantes (mars 2022)	302
Matrice RSE (avril 2022)	328
Numérique responsable (juin 2022)	2 722
TOTAL	**15 097**

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 d'ENGIE : https://www.engie.com/analystes-rse/gouvernance/devoir-de-vigilance-des-risques-environnementaux-et-societaux

3.9.1.5 Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie

Les grands enjeux liés à l'approvisionnement en énergie (biomasse, gaz, GNL, etc.) pour ENGIE sont les suivants :

ENJEUX DANS LA CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE (PRODUCTION, TRANSPORT, ETC.)

DROITS HUMAINS

- Travail forcé, travail des enfants (exemples : production d'équipements, mines)
- Droits des communautés locales et des populations autochtones (exemples : droits fonciers, droit au consentement libre et éclairé, droits aux ressources, droit à la santé)
- Santé et sécurité des travailleurs et des communautés locales (exemples : impacts des opérations de production, équipements de protection, produits chimiques utilisés, explosivité, émissions)

ENVIRONNEMENTAUX

- Changement climatique (exemples : émissions de CO_2/méthane, empreinte carbone, déforestation, utilisation de combustibles fossiles)
- Rareté et qualité de l'eau (exemples : usage d'eau potable, besoins en eau, surutilisation de l'eau, usage de produits chimiques)
- Pollution de l'air, de l'eau ou des sols (exemples : produits chimiques, métaux lourds, résidus, gestion des déchets)
- Biodiversité (exemples : risque pour les écosystèmes, risques pour la faune et la flore, pour les corridors écologiques, déforestation, utilisation de terres agricoles)

ENGIE a identifié les risques liés à l'approvisionnement en énergie du Groupe comme un enjeu spécifique de vigilance pour le Groupe. Les entités responsables de ces achats gèrent directement ces risques, moyennant le respect des règles de *reporting* et de gouvernance du Groupe, et identifient les risques spécifiques à chacune de leurs activités par source d'énergie, et au niveau des pays et des fournisseurs d'énergie.

S'agissant des gros approvisionnements en énergie, ENGIE a formalisé une démarche RSE (décrite sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/analystes-rse/gouvernance/devoir-de-vigilance-des-risques-environnementaux-et-societaux pour répondre à ces enjeux, avec des plans d'actions spécifiques par source d'énergie. ENGIE a également renforcé la structure de gouvernance pour s'assurer que le devoir de vigilance soit inclus dans les processus de décision et a systématisé l'approche d'évaluation des risques de la chaîne d'approvisionnement, sur la base de l'approche 3P (*People, Planet and Profit*).

Plus généralement, les entités mettent en œuvre les mesures de prévention et de gestion des risques suivantes :

- les entités prévoient, si nécessaire, des mesures d'atténuation et des clauses contractuelles adaptées aux risques identifiés (exemple : clauses de performance spécifiques pour l'empreinte carbone et les émissions de méthane) dans les contrats avec les fournisseurs ;
- elles insèrent dans les contrats, la clause éthique et RSE du Groupe permettant également de rompre le contrat en cas de violation de ces obligations par le tiers ;
- elles appliquent la politique droits humains, les politiques de *due diligence* éthiques et les politiques environnementales et sociétales ainsi que les autres politiques d'ENGIE ;
- elles s'assurent de la certification de certains fournisseurs ou sources d'énergie (exemple : biomasse) ou de la présence de garanties d'origine ;
- elles réalisent des audits sur site chez certains fournisseurs ;
- elles participent à des groupes de travail RSE bilatéraux ou sectoriels ;
- elles concluent des contrats d'achat de gaz compatibles avec la trajectoire carbone du Groupe ;
- concernant la question du gaz de schiste américain, et la prise en compte des impacts environnementaux, ENGIE effectue des *due diligence* poussées et choisit, parmi les producteurs américains, ceux qui sont capables d'offrir les meilleures garanties en matière de traçabilité des émissions et de suivi environnemental de leur activité ;
- ENGIE poursuit sa stratégie de sortie du charbon (en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027).

3.9.1.6 Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie

À ce jour six catégories d'achats sont considérées à hauts risques au regard des droits humains, de santé-sécurité et/ou de leur impact environnemental. Ces catégories d'achats sont listées ci-après :

CATÉGORIES D'ACHATS	RISQUES SÉVÈRES IDENTIFIÉS	PLANS D'ACTION
· Panneaux solaires · Batteries	Droits humains/environnement Environnement/Droits humains	Dispositions contractuelles renforcées pour assurer la traçabilité des équipements et nouveaux fournisseurs localisés dans des pays à risque plus faible *(voir Section 2.2.5.3)*
· Éoliennes	Droits humains/environnement	Dispositions contractuelles renforcées pour assurer la traçabilité des équipements *(voir Section 2.2.5.3)*
· Équipements électriques	Droits humains	Audits sociaux et recherche de nouveaux fournisseurs
· Vêtements de travail	Droits humains	Audits sociaux et diversification (Brésil par exemple)
· Équipements informatiques (ordinateurs, imprimantes, etc.)	Droits humains	Diversification du panel fournisseurs permis par la relocalisation aux Etats-Unis et en Europe
· Contrats clé en main EPC	Santé-Sécurité/Droits humains	Renforcement des règles de santé-sécurité et mise à l'écart des fournisseurs qui ne les respectent pas

Depuis 2020, une attention particulière est portée sur les achats risquant d'avoir un lien avec le travail forcé en Chine. Les principales mesures d'identification et de gestion de ces risques sont présentées dans la Section 2.2.5.3.

L'identification de ces six catégories et la gestion des risques sont assurées par la mise en œuvre de la démarche de vigilance des Achats d'ENGIE à travers :

- la mise en œuvre du système de management des Achats du Groupe ;
- la catégorie management telle que définie dans l'organisation achats du Groupe.

Le système de management des Achats s'articule autour de deux documents directeurs : une Charte Achats et une Gouvernance Achats qui définissent :

- les engagements et les exigences d'ENGIE vis-à-vis de ses fournisseurs pour des relations éthiques, une sélection sur des critères éthiques, de santé-sécurité et d'environnement ;
- 14 règles dont l'obligation de *due diligence* sur les fournisseurs clefs du Groupe et des entités, la mise en œuvre du code de conduite de la relation fournisseur, l'analyse des risques éthiques qui doit être menée au sein de chaque entité, etc.

Ces principes et ces règles sont déclinés dans les processus achats opérationnels qui intègrent les étapes clés suivantes :

- l'évaluation RSE des nouveaux fournisseurs préférentiels (niveau Groupe) et majeurs (niveau entité) par notre partenaire EcoVadis ;
- l'analyse des risques et opportunités réalisée à partir d'une matrice de risque élaborée en partenariat avec EcoVadis. Cette matrice définit un niveau de risque RSE pour chacune des 62 catégories d'achat à travers quatre dimensions : éthique, droits humains, environnement et achats durables. Le niveau de risque RSE est aggravé ou amélioré par le niveau de risque pays ;

- la mise en place de plans de gestion associés 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 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.

Par ailleurs, la Direction Achats Groupe travaille de concert avec la Direction de l'Audit pour assurer le suivi des plans d'actions correctifs recommandés par cette dernière.

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 2022, environ 300 acheteurs ont suivi les formations "Éthique et relation fournisseurs" et *Due Diligence* 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 Ethique et Droit de la concurrence. En décembre 2022, la Direction des Achats Groupe a également suivi la formation de "la fresque du Climat" qui sensibilise les collaborateurs aux enjeux climatiques et aux actions possibles.

3.9.2 SITUATION LIÉE À LA RUSSIE ET L'UKRAINE

ENGIE n'exerce aucune activité industrielle en Russie et aucun projet d'investissement n'est en cours sur le territoire russe. ENGIE a fermé en 2022 son simple bureau de représentation à Moscou. En Ukraine, un employé était basé dans le pays et a été exfiltré au tout début de l'invasion russe, en février 2022. Par ailleurs, ENGIE n'exerce aucune activité en Crimée, dans le Donbass ou dans l'oblast de Louhansk.

3.9.3 ÉVALUATION DES TIERS

En 2022, 100% des partenaires des projets d'investissement Groupe ont fait l'objet de *due diligence* incluant une étude systématique sur les sujets "vigilance" par la filière éthique.

De manière directe ou indirecte, 100% des *Ethics Officers* disposent d'un accès à un outil spécialisé dans les *due diligence*. Les *due diligence* sont réalisées sur les tiers (fournisseurs, sous-traitants, partenaires, donneurs d'ordre, etc.) en conformité avec les politiques de *due diligence* tel que décrit sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance/evaluations-tiers. En 2022, les *Ethics & Compliance Officers* et correspondants éthiques du Groupe ont déclaré plus de 17 000 *due diligence* de premier niveau effectuées via les outils de *due diligence*.

Par ailleurs, la filière des achats procède systématiquement à l'évaluation des nouveaux fournisseurs préférentiels et majeurs du Groupe via une *due diligence* effectuée par les *Category Managers* et les *Chief Procurement Officers* avant la contractualisation. Cette règle a été mise progressivement en place depuis 2019 sur le panel de 1 563 fournisseurs récurrents représentant 38% de la dépense hors énergie. En 2022, la filière des achats a fait procéder à l'évaluation éthique par EcoVadis d'environ 400 fournisseurs préférentiels et majeurs. L'objectif suivi par la filière des achats est de faire évaluer environ 250 à 300 fournisseurs préférentiels et majeurs supplémentaires par an.

3.9.4 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 2022, 254 alertes ont été reçues via le dispositif, dont 78 concernant des catégories de risques relevant du devoir de vigilance. Elles concernent en synthèse :

Allégations de harcèlement*	Allégations liées à la santé-sécurité	Allégations liées à des pratiques de travail	Allégations de discrimination	Questions liées à l'environnement et au droit des communautés
39	10	21	7	1

* *35 portent sur le thème du harcèlement moral et deux sur le thème du harcèlement sexuel. Neuf allégations de harcèlement sexuel ont également été identifiées dans le cadre du système managérial.*

Comme pour toutes nos alertes, les alertes liées aux allégations de discrimination et de harcèlement sont systématiquement et immédiatement traitées. Lorsque les faits sont avérés, des sanctions disciplinaires sont systématiquement prises et des plans d'actions déployés.

3.9.5 PILOTAGE, GOUVERNANCE ET SUIVI DU DÉPLOIEMENT DU PLAN

3.9.5.1 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 qui a confié à la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* (DECP) son pilotage, sous la responsabilité de la Direction Juridique, Éthique et *Compliance*, elle-même rattachée à 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 :

Départements							
DECP	RSE	Direction des Achats	Direction Santé-Sécurité	Direction Sûreté	Direction des RH	Contrôle interne	Risque
Régions / membres opérationnels							
SOUTHAM	NORTHAM	FRANCE	EUROPE	AMEA	GEMS	TRACTEBEL	

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).

3.9.5.2 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. De même, le plan est présenté au CEEDD pour 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. Cette démarche a été mise en œuvre dès l'adoption du premier plan de vigilance.

Depuis 2020, un point de contrôle interne, visant à s'assurer notamment que les obligations de la loi et que le plan de vigilance sont connus de tous, a été mis en place.

Le nouvel accord mondial est un outil d'aide au déploiement de la démarche de vigilance. Il a été négocié et signé en 2022 avec tous les partenaires sociaux du Groupe au niveau mondial. Dans le cadre de cet accord, le devoir de vigilance d'ENGIE fait l'objet d'un dialogue social renforcé : ont été organisées en 2022, avec les fédérations syndicales internationales, des sessions de discussion en groupe de travail. Ces échanges ont abouti à retenir le dispositif décrit sur le site internet. Une instance de suivi de cet accord se réunit une fois par an. Ces échanges permettent également d'assurer un suivi de la démarche de vigilance en concertation avec les partenaires sociaux. Pour plus d'informations : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance/parties-prenantes.

Pour prévenir et gérer au mieux les impacts droits humains, environnementaux ou sociétaux de ses activités, ENGIE a adopté une politique spécifique "d'engagement avec les parties prenantes", composante de la politique RSE du Groupe. Cette politique est accessible sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/politiques#societal.

Enfin, le Groupe s'attache à construire un dialogue nourri avec chacune de ses parties prenantes. En 2021, ENGIE a mis en place un Comité de Dialogue avec ses parties prenantes ainsi qu'un espace de recours pour accompagner les projets sensibles. Ce Comité s'est réuni le 21 octobre 2022 sur le thème de la transition juste (voir Section 3.6.3).

3.9.6 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*"	131
Les risques liés à la santé-sécurité des personnes	Section 3.4.7 "Politique de santé-sécurité"	115
Les risques liés à la sûreté des personnes	Section 3.9.1.3. "Prévenir et gérer les risques liés à la sûreté des personnes "	137
Les risques liés à l'environnement et au sociétal	Section 3.1.1 "Politique et gouvernance RSE"	66
Les risques liés aux achats hors énergie	Section 3.7 "Achats, sous-traitance et fournisseurs"	130
Les quatre risques ci-dessus	Section 2.2 "Facteurs de risque"	45

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'UN DES COMMISSAIRES AUX COMPTES, DÉSIGNÉ ORGANISME TIERS INDÉPENDANT, SUR LA DÉCLARATION CONSOLIDÉE DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE

Exercice clos le 31 décembre 2022

À l'Assemblée Générale des actionnaires,

En notre qualité de Commissaire aux comptes d'ENGIE SA (ci-après "entité"), désigné organisme tiers indépendant ("tierce partie"), accrédité par le COFRAC sous le numéro n° 3-1886 rév. 0 (Accréditation Cofrac Inspection, portée disponible sur www.cofrac.fr), nous avons mené des travaux visant à formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur les informations historiques (constatées ou extrapolées) de la déclaration consolidée de performance extrafinancière, préparées selon les procédures de l'entité (ci-après le "Référentiel"), pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (ci-après respectivement les "Informations" et la "Déclaration"), présentées dans le rapport de gestion Groupe en application des dispositions légales et réglementaires 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 est conforme aux dispositions réglementaires applicables et que les Informations, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Commentaire

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus et conformément aux dispositions de l'article A. 225-3 du code de commerce, nous formulons le commentaire suivant : comme indiqué dans la partie *Éléments méthodologiques* située à la partie 3.5.3 de ce rapport, deux changements méthodologiques concernant le calcul du scope 2 des émissions de gaz à effet de serre ont été réalisés afin d'aligner les pratiques du Groupe ENGIE sur les dispositions nationales et européennes. L'effet de ces deux évolutions méthodologiques (exclusion des achats de chaleur récupérée des UVE – unités de valorisation énergétique et requalification des stations de pompage-turbinage d'unités de production d'énergie en batteries) sur les émissions des exercices 2020 et 2021, qui ont été retraitées, est présenté dans cette même partie.

Préparation de la Déclaration

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 alternatives, mais acceptables, pouvant toutefois 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 et disponibles sur le site internet ou sur demande au siège de l'entité.

Limites inhérentes à la préparation de l'information liée à la Déclaration

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 ou estimations retenues pour leur établissement et présentées 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 extrafinanciers, 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 (taxinomie verte) ;
- ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'il estime nécessaire à l'établissement d'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 du commissaire aux comptes désigné 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 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, ci-après les "Informations".

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 (taxinomie verte), de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ;
- la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

Dispositions réglementaires et doctrine professionnelle applicable

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément à notre programme de vérification en application des dispositions des articles A. 225-1 et suivants du code de commerce, de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative, et de la norme internationale 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. 822-11-3 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 11 personnes et se sont déroulés entre octobre 2022 et février 2023 sur une durée totale d'intervention de 21 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.

Nos travaux ont fait appel à l'utilisation de technologies de l'information et de la communication permettant la réalisation des travaux et entretiens à distance sans que cela n'entrave leurs exécutions.

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 entreprises incluses dans le périmètre de consolidation, 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 2eme 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 (sociétaux, environnementaux), nos travaux ont été réalisés au niveau de l'entité consolidante, pour les autres, 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 entreprises incluses dans le périmètre de consolidation conformément à l'article L. 233-16 avec les limites précisées dans la Déclaration ;

(1) Mise en place d'objectifs de décarbonation, d'évaluation RSE des fournisseurs et d'achats inclusifs au sein du système de management des achats, Mise en place d'un parcours de formation spécifique du personnel le plus exposé aux risques de corruption

- 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 [(1)], 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 les données des pièces justificatives. Ces travaux ont été menés auprès d'une sélection d'entités contributrices[(2)] et couvrent entre 8 % et 78 % des données consolidées sélectionnées pour ces tests ;
- 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 assurance modérée sont moins étendues que celles requises pour une assurance raisonnable effectuée selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

Paris-La Défense, le 7 mars 2023
L'un des Commissaires aux comptes,
Deloitte & Associés

Patrick E. SUISSA
Associé, Audit

Erwan HARSCOET
Associé, Développement Durable

(1) **Informations sociales et santé sécurité :** *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 GBU, Nombre de mobilités au sein d'une même GBU, Nombre d'heures travaillées, Taux de collaborateurs formés, Nombre total d'heures de formation dont e-learning, Masse salariale – répartition par CSP, Indice d'équité femmes-hommes ; 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), Taux de prévention des accidents du travail.*

Informations environnementales : *Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus biomasse), Consommation d'énergie primaire - Total (autoconsommation exclue), Consommation Electricité et énergie thermique (autoconsommation exclue), Renouvelable - Puissance nette installée (électrique et thermique), Renouvelable - Electricité et chaleur produites et vendues/valorisées, Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux évacués (à l'exclusion des déchets radioactifs), Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux valorisés (à l'exclusion des déchets radioactifs), Quantité totale de déchets & sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues), Quantité totale de déchets & sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues), Emissions de GES - scope 1, Intensité carbone de la production d'énergie, Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de "Scope 2"), Emissions de NO_x, Emissions de SO_x, Emissions de particules, Prélèvement eau douce, Rejet eau douce, Prélèvement eau non-douce, Rejet eau non-douce, Emissions de GES liées à la production d'énergie (scope 1 et 3), conformes à la trajectoire SBT, Emissions de GES liées à l'usage des produits vendus, conformes à la trajectoire SBT, Part des capacités électriques renouvelables conforme à la trajectoire SBT, Part des fournisseurs préférentiels (hors achats d'énergies) certifiés ou alignés SBT, Consommation d'eau, Emissions de GES liées à nos pratiques de travail (après compensation).*

(2) **Informations sociales :**
Audits réalisés au niveau GBU/Hub régional : Amérique du Sud
Audits réalisés au niveau des entités : GRDF, GRTgaz, Cofely Espana, ENGIE Solutions Company

Informations santé-sécurité :
Audits réalisés au niveau GBU/Hub régional : Infrastructures
Audits réalisés au niveau des entités : Bâtiments et Infrastructures Locales (BIL), ENGIE Deutschland, Grandes Infrastructures et Mobilités (GIM)

Informations environnementales : *Brésil : Salto Osório, Umburanas, Ferrari, Campo Largo ; Thermique Europe : Leini, Amercoeur, Knippegroen, Cycofos, Coo, Eems ; GRDF : GDRF ; Storengy : site de Chémery, site de Germigny-sous-Coulombs, site de Gournay-sur-Aronde ; Nucléaire : Doel, Tihange.*

3.11 RAPPORT D'ASSURANCE RAISONNABLE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR UNE SÉLECTION D'INFORMATIONS SOCIALES ET ENVIRONNEMENTALES

Exercice clos le 31 décembre 2022

Au Directeur Général,

À la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de commissaires aux comptes de votre société (ci-après l'"Entité"), nous vous présentons notre rapport sur une sélection d'informations sociales et environnementales relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2022, identifiées par le signe ▫▫ aux paragraphes 3.4 et 3.5 du document d'enregistrement universel (ci-après les "Informations[1]»), préparées selon les procédures de l'Entité dont un résumé figure dans les parties "Éléments méthodologiques" et "Note méthodologique de calcul 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 du document d'enregistrement universel (ci-après les "Référentiels").

Conclusion

À notre avis, sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre, telles que décrites dans la partie "Nature et étendue des travaux" du document d'enregistrement universel, et des éléments que nous avons collectés, les Informations ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux Référentiels utilisés par l'Entité.

Observation

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous formulons l'observation suivante, portant sur deux changements méthodologiques qu'il convient de souligner :

Comme indiqué dans la partie "Eléments méthodologiques" du paragraphe 3.5.3 du document d'enregistrement universel, deux changements méthodologiques concernant le calcul du scope 2 des émissions de gaz à effet de serre ont été réalisés afin d'aligner les pratiques du Groupe ENGIE sur les dispositions nationales et européennes. L'effet de ces deux évolutions méthodologiques (exclusion des achats de chaleur récupérée des UVE – unités de valorisation énergétique et requalification des stations de pompage-turbinage d'unités de production d'énergie en batteries) sur les émissions des exercices 2020 et 2021, qui ont été retraitées, est présenté dans cette même partie.

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 les parties "Éléments méthodologiques" et "Note méthodologique de calcul 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

Comme indiqué dans le rapport de gestion, 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 du Groupe.

Responsabilité de l'Entité

Il appartient à la direction générale de l'Entité de :

- sélectionner ou établir des critères appropriés pour préparer les informations sociales et environnementales, en tenant compte des lois et règlementations applicables relatives à la communication des informations sociales et environnementales ;
- préparer des informations sur le sujet conformément aux Référentiels, y compris la conception, la mise en œuvre et le maintien de systèmes, de processus et de contrôles internes sur les informations pertinentes pour l'évaluation ou la mesure des informations sociales et environnementales, qui sont exempts d'inexactitudes importantes, qu'elles soient dues à une fraude ou à une erreur, par rapport aux critères de présentation des rapports.

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.

Normes professionnelles appliquées

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée) "Missions d'assurance autre que les audits ou examens limités d'informations financières historiques" publiée par l'IAASB (*International Auditing and Assurance Standard Board*).

(1) **Informations sociales et santé sécurité :** *Effectif fin de période ; Total Cadres ; Total TSM ; Total OET ; Nombre de femmes dans l'effectif ; Nombre de femmes parmi les cadres ; Effectif en contrat à durée indéterminée ; Effectif en contrat à durée déterminée ; Effectif formé (e-learning inclus) ; Heures totales travaillées ; Nombre d'accidents de travail au sein du personnel avec au moins un jour d'arrêt.*

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 combustibles fossiles (inclus biomasse/biogaz) ; Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) ; Renouvelable – Electricité et chaleur produites ; Emissions totales de gaz à effet de serre (scope 1 et 2) ; Intensité carbone de la production d'énergie ; Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux évacués (à l'exclusion des déchets radioactifs ; Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux valorisés (à l'exclusion des déchets radioactifs) ; Taux de valorisation des déchets dangereux.*

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.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences respectivement de 11 personnes dans les équipes de DELOITTE & ASSOCIES et de quinze personnes dans les équipes d'ERNST & YOUNG et Autres, et se sont déroulés entre septembre 2022 et mars 2023.

Nature et étendue des travaux

Une mission d'assurance raisonnable implique la mise en œuvre de procédures en vue d'obtenir des éléments concernant les Informations. La nature, le calendrier et l'étendue des procédures choisies relèvent de notre jugement professionnel, et notamment de notre évaluation des risques que les Informations comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous avons pris en considération le contrôle interne pertinent pour la préparation par l'Entité des Informations. Nous avons également :

- 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 ;
- 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 ;
- consulté les sources documentaires utilisées 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 ;
- mis en œuvre des procédures analytiques sur les Informations et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des Informations ;
- 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 ;
- 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 16 % et 65 % 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 le fait que les Informations ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux Référentiels.

Paris-La Défense le 7 mars 2023
Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIÉS		ERNST & YOUNG et Autres	
Nadia Laadouli	Patrick E. Suissa	Charles-Emmanuel Chosson	Guillaume Rouger
Associée	Associé	Associé	Associé

(1) **Informations environnementales :** *travaux réalisés au niveau EO : France B2B.*
Travaux réalisés au niveau des entités : Amérique du Sud excl Brésil (CT Chilca Uno, Central Termica Red Dragon, Mejillones CCGT, Mejillones Conventional, Central Termoelectrica Andina SA), Brésil (Salto Osório, Umbaranas, Ferrari, Campo Largo), AMEA (UCH Power (Private) Limited (full conso), UCH-II Power (Private) Limited), Thermique Europe (Leini, Amercoeur, Knippegroen, Cycofos, Coo, Eems), Europe – excl Thermal & Supply (Engie Servizi Consolidation), France Renouvelables (CNR, SHEM), EO France BIL (OUEST-Sud – Installations ENGIE Cofely – BIL, OUEST-Sud – Installations ENGIE Cofely – GIM), France GIM (Fraicheur de Paris, ENORIS), GRDF (GRDF), Storengy (site de Chémery, site de Germigny-sous-Coulombs, site de Gournay-sur-Aronde), Nucléaire (Doel, Tihange).

Informations sociales :
Audits réalisés au niveau des entités : GRDF, Engie ES SA – Cofely Services Etablissement, GRTgaz, DISTRIGAZ SUD RETELE, CNR, Cofely Espana, ENGIE Solutions Company.
Audits réalisés au niveau GBU/Hub régional : Roumanie, Allemagne et Italie (Europe), Amérique du Sud.

Informations santé-sécurité :
Audits réalisés au niveau des entités : Bâtiments et Infrastructures Locales (BIL), ENGIE Solutions GCC, ENGIE Deutschland, Grandes Infrastructures et Mobilités (GIM), DISTRIGAZ SUD RETELE.
Audits réalisés au niveau GBU/Hub régional : Infrastructures, Supply.

4

GOUVERNANCE

4.1 Organes de gouvernance 148
- 4.1.1 Composition du Conseil d'Administration 148
- 4.1.2 Fonctionnement du Conseil d'Administration et de ses comités 171

4.2 Dialogue actionnarial 181
- 4.2.1 Dialogue du Président 181
- 4.2.2 Assemblée Générale du 26 avril 2023 – Composition du Conseil d'Administration 182

4.3 Direction Générale 182

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction 183
- 4.4.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux 183
- 4.4.2 Rémunération des mandataires sociaux 192
- 4.4.3 Politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux 193
- 4.4.4 Politique de rémunération des mandataires sociaux pour 2023 195
- 4.4.5 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) 196
- 4.4.6 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance 197
- 4.4.7 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur 199
- 4.4.8 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2022 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 202
- 4.4.9 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2022 202

4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 202
- 4.5.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales 203
- 4.5.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées 203
- 4.5.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction 203
- 4.5.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations 203
- 4.5.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales 206
- 4.5.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE 207
- 4.5.7 Mandats des Commissaires aux comptes 207

4.6 Code de gouvernement d'entreprise 207

4.7 Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 208



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 et des articles L. 22-10-8 et suivants du Code de commerce. Ce rapport 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 20 février 2023.

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 26 avril 2023 sont précisées à la Section 4.2.2.

4.1 ORGANES DE GOUVERNANCE

DISSOCIATION DE LA PRÉSIDENCE ET DE LA DIRECTION GÉNÉRALE

En 2016, le Conseil d'Administration a, conformément aux recommandations du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, fait le choix d'une gouvernance dissociée. En 2018, le Conseil d'Administration a réaffirmé son choix de dissociation des fonctions de Président du Conseil d'Administration et de Directeur Général pour permettre au Groupe de faire face au mieux aux défis auxquels il était confronté. La Directrice Générale avait pour mission de poursuivre le plan de transformation dans un secteur en pleine mutation, enjeu qui n'était pas jugé compatible avec un mandat de Président du Conseil d'Administration, qui nécessite une disponibilité importante pour assurer un fonctionnement efficace, collégial et indépendant du Conseil d'Administration. En 2022, ce choix a été confirmé. Les Administrateurs ont constaté une répartition harmonieuse des rôles du Président du Conseil et de la Directrice Générale. Le Président se charge d'organiser et d'animer les travaux du Conseil d'Administration et gère les relations et le dialogue avec les actionnaires. La Directrice Générale se consacre à la conduite opérationnelle du Groupe, à la poursuite de la feuille de route stratégique et de transformation définie en mai 2021 et veille notamment au respect des engagements pris par le Groupe en termes de transition énergétique.

4.1.1 COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

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 doit être composé au minimum de trois Administrateurs. L'article 13 des statuts de la Société fixe le nombre maximum d'Administrateurs et prévoit que trois Administrateurs représentant les salariés et un Administrateur représentant les salariés actionnaires, soient désignés.

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 21 avril 2022 a élu en qualité d'Administratrice Marie-Claire Daveu et a réélu, en qualité d'Administrateurs, Jean-Pierre Clamadieu et Ross McInnes.

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 15 membres dont :

- huit 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 représentant 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 ;
- 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 sept Administrateurs indépendants, dont le Président du Conseil d'administration (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 64%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas comptabilisés 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 eu égard notamment à l'adéquation de la composition du Conseil par rapport aux activités du Groupe, à ses enjeux et ses orientations stratégiques tels que reflétés dans la politique de diversité des membres du Conseil d'Administration (voir Section 4.1.1.7).

PROCESSUS DE RECRUTEMENT D'UN ADMINISTRATEUR

La Présidente 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 première liste longue 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 deviendrait 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 vacance, 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.



Photo prise lors de la séance du Conseil d'Administration du 8 décembre 2022

De la gauche vers la droite : Christophe Agogué, Magali Viot, Yoan Kosnar, Jacinthe Delage, Patrice Durand, Françoise Malrieu, Lord Peter Ricketts of Shortlands, Marie-José Nadeau, Jean-Pierre Clamadieu (Président), Catherine MacGregor (Directrice Générale), Ross McInnes, Marie-Claire Daveu, Fabrice Brégier, Stéphanie Besnier, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, Hamid Aït-Ghezala, et Alice Vieillefosse (Commissaire du gouvernement suppléante).

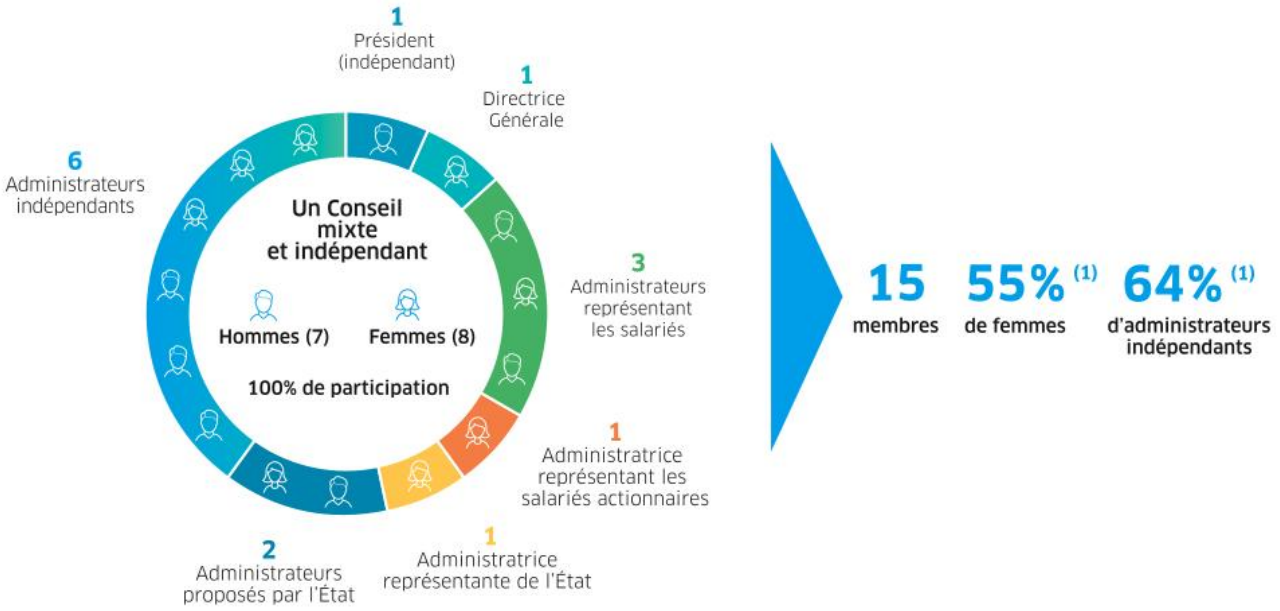


Gildas Gouvazé
Représentant du CSE élu le 13 janvier 2023



Laurent Michel
Commissaire du Gouvernement

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 2022

	Départ	Nomination	Renouvellement
Conseil d'Administration	Alain Beullier (21/04/2022) Philippe Lepage (21/04/2022)	Marie-Claire Daveu (21/04/2022) Yoan Kosnar (21/04/2022) Magali Viot (21/04/2022)	Jean-Pierre Clamadieu (21/04/2022) Ross McInnes (21/04/2022) Christophe Agogué (21/04/2022)
Comité d'Audit	-	-	Ross McInnes (21/04/2022) Christophe Agogué (21/04/2022)
CSIT (1)	Philippe Lepage (21/04/2022)	Yoan Kosnar (21/04/2022)	Jean-Pierre Clamadieu (21/04/2022) Ross McInnes (21/04/2022)
CNRG (2)	Alain Beullier (21/04/2022)	Marie-José Nadeau (21/04/2022) Jacinthe Delage (21/04/2022)	-
CEEDD (3)	Jacinthe Delage (21/04/2022)	Marie-Claire Daveu (21/04/2022) Magali Viot (21/04/2022)	Ross McInnes (21/04/2022)

(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.

Stéphanie Besnier sera amenée à être remplacée en tant qu'Administratrice représentante de l'État. A la date du présent rapport, l'identité de la personne qui lui succédera n'est pas connue.

Mari-Noëlle Jégo Laveissière n'a pas sollicité le renouvellement de son mandat et sera remplacée par un nouveau membre proposé par l'État sous réserve du vote de l'Assemblée Générale.

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, à la date du présent rapport, le Conseil d'Administration d'ENGIE comprend huit femmes Administratrices sur 15.

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 11 Administrateurs dont six sont des femmes, soit 55% de femmes.

ENGIE veille également à la diversité et à l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 15 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, britannique, canadienne et française). Pour de plus amples informations, il est renvoyé à la Section 4.1.1.7 sur la politique de diversité au sein du Conseil d'Administration.

PROGRAMME D'INTÉGRATION ET DE FORMATION DES NOUVEAUX MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Chaque Administrateur peut bénéficier de toute formation nécessaire au bon exercice de sa fonction d'Administrateur – et le cas échéant, de membre de Comité – dispensée par l'entreprise ou approuvée par elle en application de l'article 1.10 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration d'ENGIE et de l'article 14 du Code Afep-Medef de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées.

Le CNRG a adopté lors de sa séance du 30 novembre 2022, un programme d'intégration et de formation dont seront amenés à bénéficier les nouveaux membres du Conseil en principe dans les six mois de leur prise de fonction, afin de leur permettre d'acquérir rapidement une bonne connaissance de l'organisation de l'entreprise et de ses activités. Ce programme prend la forme de rendez-vous avec les membres du Comité exécutif, et de sessions d'information avec des représentants du management sur les métiers du Groupe et sur des sujets transverses – dont la RSE, et comprend des visites de sites choisis par l'entreprise, représentatifs de l'activité du Groupe.

FORMATION DES ADMINISTRATEURS REPRÉSENTANT LES SALARIÉS

Le Conseil d'Administration a adopté, lors de sa séance du 28 juillet 2022, un programme d'intégration des Administrateurs représentant les salariés nouvellement élus. Ce programme a été établi en application des dispositions législatives, de l'article 14 du Code Afep-Medef et de l'article 1.10 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration d'ENGIE. Ce programme vise à acquérir ou perfectionner les connaissances et techniques nécessaires à l'exercice du mandat, il porte principalement sur le rôle et le fonctionnement du Conseil d'Administration, les droits et obligations des Administrateurs et leurs responsabilités ainsi que sur l'organisation et les activités de la Société. Le représentant des salariés actionnaires peut aussi bénéficier de ce programme.

Tableau de 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
Jean-Pierre Clamadieu H, 64 ans			50 000	2	●	18/05/2018	2026	4	Pdt du CSIT CNRG [4]
Catherine MacGregor F, 50 ans			55 000	0	x	20/05/2021	2025	1	CNRG [4] CSIT [4] CEEDD [4]
Fabrice Brégier H, 61 ans			500	1	●	03/05/2016	2024	6	CNRG
Marie-Claire Daveu F, 50 ans			500	1	●	21/04/2022	2026	0	CEEDD
Françoise Malrieu F, 77 ans			3 000	0	●	02/05/2011	2023	11	Pdte du CNRG Comité d'AuditC EEDD
Ross McInnes H, 68 ans			2 700	2	●	18/05/2018	2026	4	Pdt du CEEDD CSIT Comité d'Audit
Marie-José Nadeau F, 69 ans			3 300	0	●	28/04/2015	2023	7	Pdte du Comité d'Audit CNRG CSIT
Lord Peter Ricketts of Shortlands H, 70 ans			750	1	●	03/05/2016 [5]	2024	6	CNRG
Stéphanie Besnier[6] F, 45 ans			0	2	x	19/05/2021	2023	1	Comité d'Audit CSIT CNRG
Patrice Durand H, 69 ans			2 500	0	x	14/12/2016	2023	6	CSIT
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière [7] F, 54 ans			500	1	x	28/04/2015	2023	7	CEEDD
Christophe Agogué H, 61 ans			125	0	NA	18/05/2018	2026	4	Comité d'Audit
Yoan Kosnar H, 47 ans			70	0	NA	21/04/2022	2026	0	CSIT
Magali Viot F, 50 ans			0	0	NA	21/04/2022	2026	0	CEEDD
Jacinthe Delage F, 46 ans			1 025	0	NA	20/05/2021	2025	1	CNRG

(1) Femme (F), Homme (H).

(2) Sont dispensés d'être propriétaires 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 "Organisation et Présidence").

(3) En années échues.

(4) Assiste à ce(s) comité(s) sans en être membre.

(5) Avec prise d'effet au 1er août 2016.

(6) Stéphanie Besnier sera amenée à être remplacée en tant qu'Administratrice représentante de l'État. A la date du présent rapport, l'identité de la personne qui lui succédera n'est pas connue.

(7) Mari-Noëlle Jégo Laveissière n'a pas sollicité le renouvellement de son mandat et sera remplacée par un nouveau membre proposé par l'État sous réserve du vote de l'Assemblée Générale.

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale (8)

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 : 64 ans
Nationalité : française
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2026
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 : son mandat a été renouvelé le 21 avril 2022. Le 8 octobre 2020, il a par ailleurs 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)] - Président du Comité de Rémunération, de Gouvernance et du Développement Durable
- Administrateur d'Airbus [(1)] - membre du Comité des Nominations, des Rémunération et de la Gouvernance, et Président du Comité Éthique, Compliance & Développement Durable
- 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
- Président de la Fondation C Génial
- Membre du Conseil d'affaires franco-émirati

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 de l'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 : 50 ans
Nationalité : française
Première nomination : 20 mai 2021
Échéance du mandat : 2025
Actions détenues : 55 000 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). Avant de rejoindre le Groupe ENGIE en janvier 2021, elle a occupé différents postes de direction dans le secteur de l'énergie. De 2019 à 2020, elle est membre du Comité exécutif de TechnipFMC et dirige l'entité hébergeant les activités d'ingénierie : Technip Energies. Elle a notamment préparé son introduction en bourse. Auparavant, Catherine MacGregor a travaillé 23 ans chez Schlumberger, où elle a occupé des fonctions très diverses (Présidente du groupe de forage, Présidente en charge de l'Europe et de l'Afrique, Vice-Présidente des Ressources Humaines, etc.) dans différentes zones géographiques (République du Congo, États-Unis, Royaume-Uni, Malaisie, etc.). Le 8 octobre 2020, elle a par ailleurs 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 de l'Association Française des Entreprises pour l'Environnement (EpE)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de l'École Centrale Supelec

Compétences clefs

- Direction Générale
- Secteur de l'industrie
- Secteur de l'énergie

FABRICE BRÉGIER



Administrateur

● **Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Âge : 61 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 (Danemark)
- Administrateur et Président du comité des Nominations 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 de l'industrie

(1) Société cotée.

MARIE-CLAIRE DAVEU



Administratrice

● **Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 50 ans
Nationalité : française
Première nomination : 21 avril 2022
Échéance du mandat : 2026
Actions détenues : 500 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

Diplômée de l'École nationale du génie rural, des eaux et des forêts (ENGREF, corps des IPEF). Elle est également titulaire d'un Diplôme d'études supérieures spécialisées (DESS) en gestion publique de l'Université Paris Dauphine. Marie-Claire Daveu a démarré sa carrière en 1997 à la Direction Départementale Agriculture et Forêt du département de la Manche. En 2001, elle a rejoint le Ministère du Plan et de l'Environnement. En 2002, elle est nommée Conseillère technique sur l'écologie et le développement durable au cabinet du Premier Ministre Jean-Pierre Raffarin, puis Directrice de Cabinet du Ministre de l'Ecologie et du Développement Durable, Serge Lepeltier en 2004. En 2005, elle rejoint le Groupe Sanofi-Aventis, en tant que Directrice Développement Durable. En 2007, elle devient Directrice de Cabinet de Mme Nathalie Kosciusko-Morizet, d'abord au Secrétariat d'Etat à l'Ecologie, puis au Secrétariat d'Etat en charge du Plan, des Politiques Publiques et du Développement de l'Economie digitale, et au Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable du Transport et de l'Habitat. En 2012, elle rejoint le Groupe Kering. Elle y est Directrice Développement Durable et Affaires Institutionnelles et membre du Comité Exécutif du Groupe.

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice du Développement durable et des affaires institutionnelles

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice du Crédit Agricole [(1)] - Membre du Comité des risques et du Comité de la stratégie et de la responsabilité sociétale de l'entreprise
- Membre du Conseil de Surveillance de la Compagnie du Ponant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de SPAC Transition [(1)]
- Administratrice indépendante non exécutive de SAFT [(1)]
- Administratrice et Présidente du Comité RSE d'Albioma [(1)]

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- RSE : Climat et Santé-Sécurité
- Secteur de l'énergie

(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 : 77 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 - Présidente du Comité de la Stratégie et des Investissements
- Administratrice de Lazard Frères Banque
- Administratrice - Vice-présidente de la Croix-Rouge française
- Membre de l'Association Aurore

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Néant

Compétences clefs

- Finance
- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- RSE : Climat et Santé-sécurité

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 : 68 ans
Nationalité : française et australienne
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2026
Actions détenues : 2 700 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 de l'Europe et des Affaires étrangères 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. Il est par ailleurs Administrateur de Lectra depuis avril 2022.

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 de Lectra (1) depuis avril 2022 - membre du Comité d'audit, du Comité stratégique et du Comité des nominations
- *Trustee* et *Director* de la Fondation IFRS

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administrateur de Lectra jusqu'en avril 2020 (1)
- Administrateur d'Eutelsat Communications (1)

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Finance
- Secteur de l'industrie

(1) Société cotée.

MARIE-JOSÉ NADEAU



Administratrice

- **Présidente 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 : 69 ans
Nationalité : canadienne
Première nomination : 28 avril 2015
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 3 300 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 15 ans. Par ailleurs, Marie José Nadeau a une expérience de plus de 20 ans en qualité de haut dirigeant et a siégé en qualité de membre de comités d'audit pendant 10 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 Trans Mountain 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.
Le 15 décembre 2022, Marie-José Nadeau a été nommée Vice - Présidente du Conseil d'Administration de Via HFR - Via TGF, une société d'État du Gouvernement du Canada chargée du développement d'un train à grande fréquence sur une distance de 1000 km entre les villes de Toronto et Québec.

Principales activités exercées hors de la Société

Administratrice de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice de Trans Mountain Corporation (Canada)
- Administratrice du *Electric Power Research Institute* (États-Unis)
- Administratrice - Vice-Présidente de Via HFR - Via TGF (Canada)

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) - Présidente de la Gouvernance et des Nominations et membre du Comité des rémunérations

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 : 70 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

Administrateur Getlink [1] depuis avril 2022 - membre du Comité des rémunérations

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

(1) Société cotée.

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 : 45 ans
Nationalité : française
Première nomination : 19 mai 2021
Échéance du mandat : 2023
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). 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 d'Orange (1) en qualité de représentante de l'État
- Administratrice d'AF/KLM (1) en qualité de représentante de l'Etat

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de Bureau Veritas (1)
- Administratrice de Safran (1) en qualité de représentante de l'État
- Administratrice de IHS Towers

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Secteur public
- Finance

(1) Société cotée.

Stéphanie Besnier sera amenée à être remplacée en tant qu'Administratrice représentante de l'État. À la date du présent rapport, l'identité de la personne qui lui succédera n'est pas connue.

Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État (2)

PATRICE DURAND



Administrateur nommé par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

● **Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies**

Âge : 69 ans
Nationalité : française
Première nomination : 14 décembre 2016
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 2 500 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 de l'industrie
- Secteur des services

MARI-NOËLLE JÉGO-LAVEISSIÈRE



Administratrice nommée par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

● **Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 54 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 ingénieure 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) - membre du Comité d'Audit et des Risques
- Administratrice d'Orange Roumanie (Roumanie), Orange Pologne (Pologne), Orange Belgium (Belgique), Orange Spain (Espagne), Orange Bank
- Administratrice de la Fondation Orange depuis le 26 septembre 2022

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de NoWCP
- Administratrice de Soft@Home,
- Administratrice de Viaccess

Compétences clefs

- Digital, innovation, nouvelles technologies
- Secteur des services
- RSE : Climat

(1) Société cotée.

Mari-Noëlle Jégo Laveissière n'a pas sollicité le renouvellement de son mandat et sera remplacée par un nouveau membre proposé par l'État sous réserve du vote de l'Assemblée Générale.

Administrateurs élus représentant les salariés (3)

CHRISTOPHE AGOGUÉ



Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération CFE-CGC

● **Membre du Comité d'Audit**

Âge : 61 ans
Nationalité : française
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2026
Actions détenues : 125 actions
Adresse professionnelle :
GRDF – 6, rue Condorcet – Paris 9e

Christophe Agogué est diplômé d'HEC 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 a été notamment représentant syndical au Comité Central d'Entreprise de GRDF et au Comité Groupe France d'ENGIE, et Secrétaire de son Comité d'Établissement. Depuis 2018, il travaille en tant qu'appui financier à la Direction Économie et Régulation de GRDF.

Principales activités exercées hors de la Société
Depuis 2022, membre du Comité Stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Énergétiques pour le compte de la CFE-CGC
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

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

YOAN KOSNAR



Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération chimie énergie – CFDT

● **Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies**

Âge : 47 ans
Nationalité : française
Première nomination : 21 avril 2022
Échéance du mandat : 2026
Actions détenues : 70 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE ENERGIE SERVICES
1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

Diplômé d'un BTS Gestion et maitrise de l'eau, option assainissement, Yoan KOSNAR a commencé sa carrière dans la maintenance et qualité dans un établissement de santé mutualiste. Il a ensuite rejoint le Groupe en 2007 en tant que Responsable de site chez ENGIE Energies Services SA (Cofely) et depuis 2017 tout en gardant son activité opérationnelle, il assiste le coordinateur national CFDT au dialogue social du Groupe ENGIE. Yoan KOSNAR est devenu délégué du personnel en 2011, puis délégué syndical.

Principales activités exercées hors de la Société

Néant

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Au sein du périmètre d'Engie Energies Services SA

- Titulaire CSE sur le territoire Ouest et trésorier du CSE
- Représentant Proximité
- Titulaire CSE Central
- Délégué Syndical établissement
- Référent harcèlement sexisme depuis 2019

Au niveau du Groupe

- Titulaire Comité d'entreprise européen

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- Dialogue social / ressources humaines
- Secteur de l'énergie
- Digital, innovation, nouvelles technologies

MAGALI VIOT



Administratrice élue par les salariés, parrainée par la Fédération nationale des Mines et de l'Énergie – CGT

● **Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 50 ans
Nationalité : française
Première nomination : 21 avril 2022
Échéance du mandat : 2026
Actions détenues : 0 action
Adresse professionnelle :
ELENGY – Zone portuaire, BP 35 - Montoir-de-Bretagne (44550)

Magali VIOT est salariée d'Elengy, détachée pour des mandats de représentation du personnel depuis début 2014. Diplômée d'un BAC, elle rejoint le Groupe en 1996 en tant que conseillère clientèle à la Direction Electricité Gaz Service (DEGS). En 2009, Magali Viot mène à bien une reconversion professionnelle en alternance et obtient un Certificat de Qualité Professionnelle (CQP) de maintenance industrielle qui lui permet de devenir technicienne de maintenance courant fort. En 2012, elle intègre le service de planification et gestion de la maintenance du terminal de Montoir-de-Bretagne avant de se dédier entièrement à ses mandats de représentation du personnel en 2014.

Principales activités exercées hors de la Société

Néant

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Administratrice représentant les salariés d'Elengy

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- RSE : Santé-Sécurité
- Secteur de l'énergie
- Dialogue social / ressources humaines

Administratrice représentant les salariés actionnaires, nommée par l'Assemblée Générale (1)

JACINTHE DELAGE



Administratrice représentant les salariés actionnaires, nommée 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 des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Âge : 46 ans
Nationalité : française
Première nomination : 20 mai 2021
Échéance du mandat : 2025
Actions détenues : 1 025 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

Jacinthe Delage est diplômée de plusieurs troisièmes cycles juridiques, en droit économique et droit de l'environnement, et est 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 Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU), du service Concurrence et Régulation du Corporate et du Secrétariat Général de la BU France BtoB. En novembre 2018, elle devient Responsable du service juridique de l'établissement ENGIE Réseaux dédié aux réseaux de chaleur et de froid en France et depuis janvier 2021, Responsable du Pôle Energie des Réseaux au sein de la Direction Juridique et Ethique d'ENGIE Solutions.
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

Néant

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Membre du Comité de Direction de la SAS GéoMarne
- Membre du Comité de Direction du Territoire Ile de France et du Territoire Nord de l'entité Grandes Infrastructures et Mobilités d'ENGIE Solutions

Autres mandats et fonctions extérieurs au Groupe

- Administratrice de l'association AG2S

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- Secteur de l'énergie
- Secteur public
- Environnement réglementaire

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.

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 a assuré cette fonction jusqu'au 13 janvier 2023. Gildas Gouvazé assure cette fonction depuis cette date.

4.1.1.4 Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation, contrat de services et lien familial

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, la Directrice Générale 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 "Organisation et Présidence") 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 des Administrateurs à l'égard d'ENGIE, 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 retenu. Le processus d'évaluation de l'indépendance de chaque Administrateur a été mené par le CNRG lors de sa séance du 23 janvier 2023, puis par le Conseil d'Administration du 20 février 2023.

Ces instances ont examiné au cas par cas la qualification de chacun des Administrateurs au regard des critères du Code Afep-Medef auquel la Société se réfère.

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 nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, conformément à l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;
- Magali Viot, Yoan Kosnar 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.

Sept 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 64%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas comptabilisés pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

Indépendance des Administrateurs au regard des critères d'indépendance énoncés au § 10 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								
Marie-Claire Daveu	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)	✗							
Yoan Kosnar	NI / NA (1)	✗							
Magali Viot	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 douze ans

Ne pas être Administrateur de la Société depuis plus de douze 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 par le Conseil d'Administration dans sa séance du 20 février 2023, conformément aux recommandations de l'article 20 du Code Afep-Medef, 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	●
Marie-Claire Daveu	1	●
Françoise Malrieu	0	●
Ross McInnes	2	●
Marie-José Nadeau	0	●
Lord Peter Ricketts of Shortlands	1	●
Stéphanie Besnier	2	●
Patrice Durand	0	●
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	1	●
Christophe Agogué	0	●
Yoan Kosnar	0	●
Magali Viot	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 20 février 2023, la proportion de femmes est de 55% [1].

Sur les 15 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 doit 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'Administrateur 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-stratégiques	Environnement réglementaire
Jean-Pierre Clamadieu	●	●							●			
Catherine MacGregor	●						●		●			
Fabrice Brégier	●				●				●			
Marie-Claire Daveu		●	●				●					
Françoise Malrieu		●	●	●								
Ross McInnes		●		●					●			
Marie-José Nadeau	●	●					●					
Lord Peter Ricketts of Shortlands						●				●	●	
Stéphanie Besnier		●		●						●		
Patrice Durand				●				●	●			
Mari-Noëlle Jégo-Laveissiere			●		●			●				
Christophe Agogué				●		●	●					
Yoan Kosnar					●	●	●					
Magali Viot			●			●	●					●
Jacinthe Delage							●			●		●

4.1.2 FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DE SES COMITÉS

4.1.2.1 Organisation et Présidence

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, qui disposent d'une voix consultative, la Secrétaire Générale et le Secrétaire du Conseil d'Administration, ainsi que les Commissaires aux Comptes pour les réunions du Conseil d'administration qui arrêtent les comptes.

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 de la Directrice Générale 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 de la Directrice Générale. Le Président informe les membres du Conseil de la tenue de cette réunion. Le Président peut inviter les Administrateurs salariés à participer à tout ou partie de cette réunion.

Le Secrétaire du Conseil assure le secrétariat du Conseil et l'établissement des procès-verbaux des 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, qui doit être satisfaite au plus tard dans un délai de 12 mois suivant l'entrée au Conseil d'Administration. Cette obligation ne s'applique toutefois 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).

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 d'ENGIE, 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 2022” ci-après.

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 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 ces documents, 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 la Directrice Générale, 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, la Directrice Générale 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 la Directrice Générale, 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 la Directrice Générale sur tout sujet relevant de la conduite de l’entreprise.

Le Président est tenu régulièrement informé par la Directrice Générale des événements significatifs de la vie du Groupe, notamment en ce qui concerne la stratégie, l’organisation, les investissements et désinvestissements. Sur invitation de la Directrice Générale, 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.

Depuis 2016, une plateforme digitale est mise à la disposition des administrateurs afin qu’ils exercent leurs missions. Elle est accessible via une application sur tablette remise par la Société à tous les membres du Conseil d’Administration. Elle permet notamment la mise à disposition sécurisée des documents relatifs aux réunions du Conseil d’Administration et de ses comités.

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 :

Gouvernance	• choisit le mode d'exercice de la Direction Générale.
Nominations et Rémunérations	• nomme les dirigeants mandataires sociaux et fixe leur rémunération ; • examine, au moins une fois par an, la politique d'égalité professionnelle et salariale.
Stratégie	• 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 ; • examine, au moins une fois par an, la stratégie industrielle et la stratégie financière du Groupe.
Finance	• se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent ; • procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns ; • examine, au moins une fois par an, le budget.
RSE	• 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 ainsi que de sa raison d'être ; • examine, au moins une fois par an, 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 Directrice Générale est investie 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'achats 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 la Directrice Générale 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

11	15	100%
RÉUNIONS	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Au cours de l'exercice 2022, le Conseil d'Administration d'ENGIE s'est réuni à 11 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 2022 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 2022".

L'ordre du jour des séances du Conseil d'Administration est établi par le Président en concertation avec la Directrice Générale. 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 dédié à la santé-sécurité au cours duquel sont examinés l'évolution des résultats depuis la séance précédente, l'analyse détaillée des causes des accidents mortels s'il en est survenu et l'état d'avancement du plan de renforcement de la santé-sécurité. Au cours de chaque séance, une revue de la situation du Groupe est effectuée.

SÉMINAIRE STRATÉGIQUE

Le Conseil a tenu son séminaire stratégique annuel au cours du mois de juillet 2022. Durant ce séminaire, les membres du Conseil ont fait le point sur l'exécution de la stratégie décrite dans la feuille de route de mai 2021, échangé sur les conséquences du contexte énergétique actuel et sur différents sujets de réflexion stratégique pour le Groupe.

Principales activités en 2022

Orientations stratégiques du Groupe et suivi de ses activités	• mise en œuvre opérationnelle des nouvelles orientations stratégiques ; • poursuite du recentrage géographique ; • poursuite du repositionnement d'ENGIE pour une croissance de long terme et durable en se concentrant sur les Renouvelables et les Services à l'énergie soutenant la décarbonation de ses clients ; • préparation et suites à donner au séminaire de réflexion stratégique annuel du Conseil (voir encadré) ; • stratégie d'approvisionnement en gaz ; • poursuite des échanges sur le nucléaire en Belgique.
Investissements et ventes d'actifs	• revue d'une série de projets d'investissement et de désinvestissement nécessitant la décision du Conseil.
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 à la Directrice Générale 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 2023 ; • revue des risques 2022, notamment le risque prioritaire cybersécurité ; • focus sur l'activité d'achat / vente d'énergie.
Gouvernance, nominations et rémunérations	• enseignements à tirer du dialogue entre le Président et les actionnaires, les investisseurs et les *proxy advisors*, notamment dans le cadre des *roadshows* 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 au Conseil d'Administration et dans les comités du Conseil ; • évaluation du fonctionnement du Conseil ; • politique d'actionnariat salarié ; • rémunération des mandataires sociaux ; • plans d'Actions de Performance ; • politique de rémunération et plan de succession des cadres dirigeants.

Responsabilité Sociale d'Entreprise	• suivi régulier des objectifs RSE à horizon 2030 : zéro émission nette et stratégie climatique, sortie du charbon et décarbonation des clients ; • examen de l'adéquation des projets d'investissements vus en CSIT avec chacun des critères RSE du Groupe, prenant ainsi en considération les enjeux sociaux, éthiques et climatiques ; • politique d'égalité professionnelle et salariale ; • actualisation de toutes les politiques RSE : politique sociétale, politique de transition juste, politique environnementale et politique d'engagement avec les parties prenantes ; • déclaration relative à l'esclavage moderne prévue par la réglementation britannique ; • suivi de la résolution *Say on Climate* ; • risque prioritaire "changement climatique" ; • bilan annuel santé et sécurité.

SESSIONS EXÉCUTIVES

Des réunions d'Administrateurs n'exerçant pas de fonctions exécutives, se tiennent 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.

RÉUNIONS D'INFORMATION

En 2022, les Administrateurs ont pu bénéficier de trois séances d'informations thématiques. La première a porté sur les scénarios de transition énergétique. La deuxième a traité de la RSE et du reporting extra-financier. La dernière s'est intéressée de près aux sujets liés à la *supply chain* et a permis au conseil scientifique d'ENGIE de restituer ses travaux. 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 2023, il est prévu que les Administrateurs bénéficient d'autres réunions d'information. Au premier trimestre 2023, une réunion d'information devrait porter sur le paysage énergétique mondial et l'évolution possible des marchés européens de l'énergie et au deuxième trimestre sur le nucléaire.

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 (CSIT) ;
- le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) ; et
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD).

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.

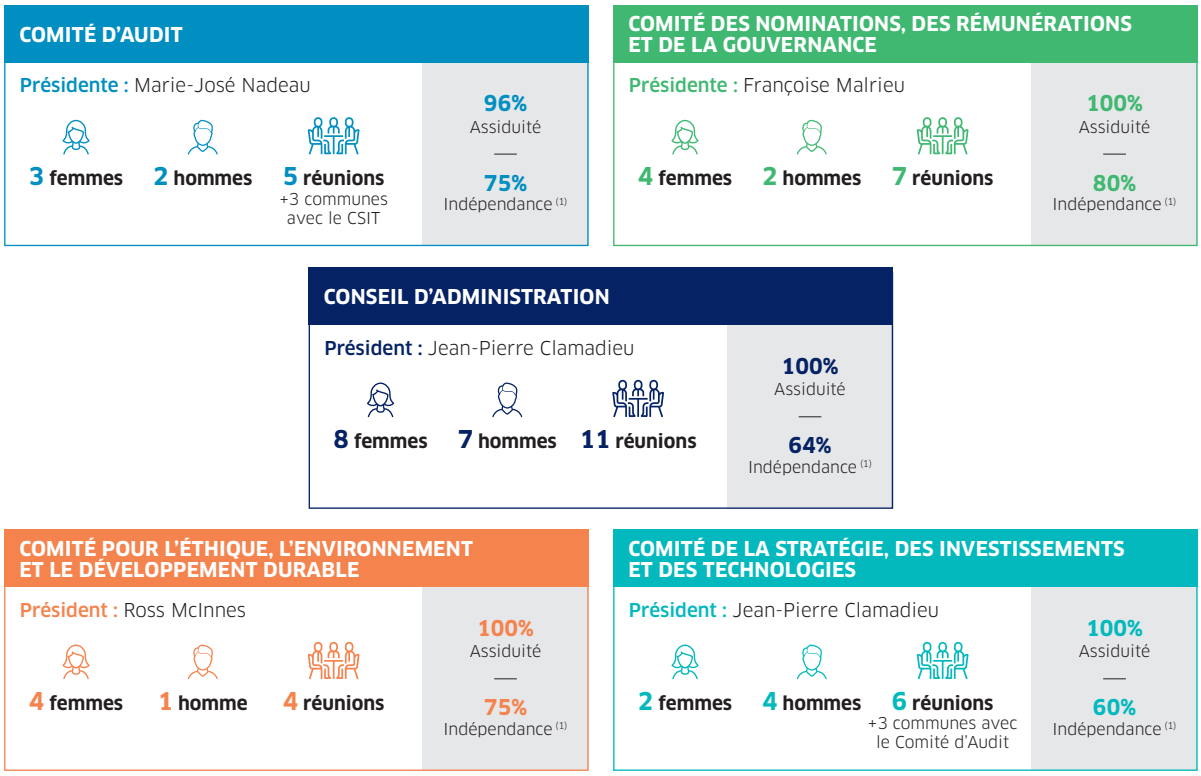
Le Conseil, sur proposition de son Président et après avis du CNRG, désigne les membres composant les comités ainsi que leur Président, en tenant compte des compétences, de l'expérience, de la diversité des profils et de la disponibilité des Administrateurs (voir Section 4.1.1.1 "Profils, expérience 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 de sessions exécutives, c'est-à-dire qu'une partie de la réunion du Comité se tient hors la présence du management, est systématique ou occasionnelle (voir encadré ci-dessus).

Le secrétariat des comités du Conseil est assuré par le Secrétariat Général.

Au 31 décembre 2022 :



(1) 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.

4.1.2.4.1 Le Comité d'Audit

5	3	5	96%
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, Stéphanie Besnier, Françoise Malrieu (1) et Ross McInnes (1).

Le Comité d'Audit s'est réuni à huit reprises au cours de l'année 2022 (dont trois réunions communes avec le CSIT), avec un taux moyen de participation de 96%. Une Administratrice a manqué une séance.

Le Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise et des Achats et la Vice-Présidente de l'Audit Groupe ont participé à chaque séance du Comité d'Audit. 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.

Les principales missions et activités en 2022

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.

Le délai entre l'examen des comptes par le Comité d'Audit et l'arrêté des comptes par le Conseil d'Administration est de 48h minimum.

(1) Administrateur indépendant.

Objets	Missions	Activités
Les comptes	• 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 tout autre membre du management ; • l'examen, avant leur publication, des communiqués financiers importants.	• l'examen des comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2021 et au 30 juin 2022, les informations financières des 1er et 3ème trimestres 2022 et les communiqués de presse correspondants suite à l'audition du Vice-Président du Contrôle Financier Groupe et du Directeur des Comptabilités Groupe ; • les hypothèses et prévisions de clôture semestrielle et annuelle ainsi que les documents de gestion prévisionnelle ; • la trajectoire financière et la *guidance* 2022 ; • les frais de fonctionnement de la Présidence et du Conseil d'Administration ; • le projet de Document d'enregistrement universel 2021 (hors les parties du ressort d'autres comités) et les projets de résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale ; • la détermination du montant de l'enveloppe des garanties ; • les projets de réformes fiscales ; • les conventions réglementées et courantes ; • les relations avec les investisseurs dont les retours des *roadshows* gouvernance ; • le suivi du plan d'actionnariat salarié Link 2022.
Gestion des risques	• 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, régulière, de la situation financière, de la situation de trésorerie, des engagements et risques significatifs du Groupe.	• la revue annuelle des risques (en présence de la Directrice Groupe Financements, Risques et Assurance) ; • la revue des risques de marché et le risque prioritaire cybersécurité ; • focus sur l'activité d'achat / vente d'énergie ; • l'analyse des risques dans le contexte de la crise ukrainienne.
Contrôle interne	• le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de contrôle interne ; • 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.	• la revue du contrôle interne Groupe 2021 et les objectifs 2022 ; • les rapports d'activité trimestriels de l'audit interne ainsi que le suivi des recommandations d'audit et les plans annuels d'audit interne 2022 et 2023 (en présence de la Vice-Présidente de l'Audit Groupe).
Contrôle externe et Commissaires aux comptes	• 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 d'audit des Commissaires aux comptes et de leurs plans d'intervention.	• 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 2021 des Commissaires aux comptes et leur programme de travail 2022 suite à l'audition des Commissaires aux comptes.

4.1.2.4.2 Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

6	3	6	100%
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, Patrice Durand, Yoan Kosnar (depuis le 21 avril 2022), Ross McInnes [(1)] et Marie-José Nadeau [(1)].

La Directrice Générale assiste aux réunions du CSIT.

Le CSIT s'est réuni à neuf reprises au cours de l'année 2022 (dont trois réunions communes avec le Comité d'Audit), avec un taux de participation de 100%.

Les principales missions et activités en 2022

Objets	Missions	Activités
Examen de la stratégie	• 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 partenariats 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.	• une série de projets d'investissements et de cessions ; • les points d'étape sur les projets en cours ; • le plan d'affaires à moyen terme sur la partie stratégie ; • la préparation et les suites à donner au séminaire stratégique annuel du Conseil ; • le suivi des tendances et faits marquants sectoriels ; • la stratégie d'approvisionnement en gaz ; • le point sur le nucléaire en Belgique.
Réunions communes du Comité d'Audit et du CSIT		• l'analyse des risques dans le contexte de la crise ukrainienne ; • le projet GET (Global Enterprise Transformation) visant à harmoniser et standardiser les processus des fonctions support et des systèmes informatiques correspondants ; • 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

7	6	100%
RÉUNIONS	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance est composé de six membres : Françoise Malrieu [(1)] (Présidente), Fabrice Brégier [(1)], Stéphanie Besnier, Jacinthe Delage (depuis le 21 avril 2022), Marie-José Nadeau [(1)] (depuis le 21 avril 2022) et Lord Peter Ricketts of Shortlands [(1)].

Le Président et la Directrice Générale 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 à sept reprises au cours de l'année 2022, avec un taux de participation de 100%.

Les principales missions et activités en 2022

Objets	Missions	Activités
Nominations et Gouvernance	• toute candidature à un poste d'Administrateur devant être soumise à l'approbation de l'Assemblée Générale, ainsi qu'à un poste de membre des comités et à la présidence de ces comités ; • 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 ; • la succession du Président et du Directeur Général ou Directrice Générale de la Société ; • 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 suivi de 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 ; • les plans de succession ; • la gestion des talents ; • le suivi de la diffusion de la culture *ONE ENGIE*; • les recommandations émises par les investisseurs et proxy advisors lors des roadshows gouvernance menés par le Président du Conseil ; • le plan d'actionnariat salarié Link 2022 ; • le suivi de la féminisation des instances dirigeantes ; • la formation des Administrateurs salariés ; • le programme d'intégration des Administrateurs ; • les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale 2022 ; • le Chapitre Gouvernance du projet de Document d'enregistrement universel 2021.
Rémunérations	• la rémunération, le régime de retraite et de prévoyance, les avantages en nature et les droits pécuniaires divers attribués au Président et Directeur Général ainsi qu'aux éventuels membres du Conseil titulaires de contrats de travail signés avec la Société.	• la rémunération des mandataires sociaux ; • le taux de réussite des plans d'Actions de Performance ; • l'attribution d'Actions de Performance à la Directrice Générale au titre de 2022 ; • le plan d'Actions de Performance au titre de 2022 ; • l'information sur la rémunération des membres du Comex et la politique de rémunération des cadres dirigeants ; • l'information sur le nouveau système de retraite (article 82 du Code Général des Impôts) des cadres dirigeants ; • l'information sur les négociations salariales en France ; • les ratios d'équité ; • les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale 2022 ; • la Section Rémunération du projet de Document d'enregistrement universel 2021.

(1) Administrateur indépendant.

4.1.2.4.4 Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

4	5	100%
RÉUNIONS	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable est composé de cinq membres : Ross McInnes [(1)] (Président), Marie-Claire Daveu [(1)] (depuis le 21 avril 2022), Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, Françoise Malrieu [(1)] et Magali Viot (depuis le 21 avril 2022).

La Directrice Générale 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 quatre reprises au cours de l'année 2022, avec un taux de participation de 100%.

Les principales missions et activités en 2022

Objets	Missions	Activités
Éthique et *compliance*	• 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'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.	• le rapport annuel d'activités Éthique et *compliance* ; • la déclaration relative à l'esclavage moderne (règlementation britannique).
Responsabilité environnementale et sociétale	• 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.	• la performance RSE du Groupe et le rapport de l'un des Commissaires aux comptes sur celle-ci ; • les nouveaux objectifs RSE à horizon 2030 et leur déploiement, et l'évolution de certains indicateurs ; • la certification *Science-Based Targets* (SBTi) ; • le Plan d'affaires à moyen terme CO_2 ; • 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) ; • l'actualisation de toutes les politiques RSE ; • le projet de rapport intégré ; • la déclaration de performance extra-financière (Chapitre 3 du projet de Document d'enregistrement universel 2021).
Responsabilité sociale d'employeur	• l'examen des politiques en matière de ressources humaines et la prise de connaissance du suivi des risques correspondants.	• le bilan annuel santé et sécurité et les perspectives ; • la revue de chaque accident mortel et les plans d'actions en matière de santé-sécurité 2022-2024 ; • le risque prioritaire "Risques RH liés aux enjeux de transformation" ; • les résultats de l'enquête annuelle d'engagement des collaborateurs *ENGIE&ME* ; • le bilan sur l'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 2022 a été menée sous la direction du 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 2023.

La restitution des travaux, réalisée sous l'égide de la Présidente du CNRG, a été faite à ce Comité le 23 janvier 2023 et au Conseil d'Administration le 20 février 2023.

Il ressort de l'évaluation du Conseil une perception positive de son fonctionnement. L'efficacité et la réactivité dans la prise de décisions et la transparence du management sont particulièrement soulignés.

Les séances d'information thématiques sont appréciées. Le séminaire stratégique est jugé très utile et bien organisé. La confidentialité des travaux a été bien respectée.

Le Conseil souhaite continuer à faire progresser l'efficacité de la gouvernance d'ENGIE. Une plus grande importance doit être accordée aux enjeux climatiques et à la biodiversité, l'*onboarding* des nouveaux membres systématisé, les séances d'information thématiques renouvelées et une réflexion doit être menée afin que les réunions des comités et du Conseil soient concentrées sur une période plus courte.

Le Conseil d'Administration et les comités ont pris acte des recommandations issues de ce travail d'évaluation et leur donneront les suites nécessaires.

Le taux de participation individuel des Administrateurs aux réunions du Conseil et de ses comités en 2022 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 2022

	Conseil d'Administration	Comité d'Audit	CSIT	CNRG	CEEDD
Jean-Pierre Clamadieu	100%		100%		
Catherine MacGregor	100%				
Stéphanie Besnier	100%	80%	100%	100%	
Fabrice Brégier	100%			100%	
Marie-Claire Daveu (1)	100%				100%
Françoise Malrieu	100%	100%		100%	100%
Ross McInnes	100%	100%	100%		100%
Marie-José Nadeau	100%	100%	100%	100% (1)	
Lord Peter Ricketts of Shortlands	100%			100%	
Patrice Durand	100%		100%		
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	100%				100%
Christophe Agogué	100%	100%			100%
Alain Beullier (2)	100%			100%	
Philippe Lepage (2)	100%		100%		
Yoan Kosnar (1)	100%		100%		
Magali Viot (1)	100%				100%
Jacinthe Delage	100%			100% (1)	100% (2)
TAUX D'ASSIDUITÉ GLOBALE	**100%**	**96%**	**100%**	**100%**	**100%**

(1) Depuis le 21 avril 2022.
(2) Jusqu'au 21 avril 2022.

4.2 DIALOGUE ACTIONNARIAL

4.2.1 DIALOGUE DU PRÉSIDENT

Le Président d'ENGIE échange régulièrement avec les actionnaires individuels au travers différents évènements et rencontres physiques ou virtuels :

- en amont de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022, le Président a invité à une session d'échanges : le Comité Consultatif des Actionnaires d'ENGIE, les représentants des actionnaires salariés et les principales associations & fédérations d'actionnaires individuels ;
- au cours de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022, le Président a ouvert une séance de questions/réponses avec les actionnaires présents en salle et les internautes qui suivaient l'évènement à distance.

Par ailleurs, le Président est attentif à pouvoir établir une relation de proximité avec les actionnaires individuels : il est par exemple intervenu à une table ronde sur la gestion de la crise énergétique au salon Investir Day en novembre 2022 à Paris et a participé à un webinaire dédié aux actionnaires belges. Le Président soutient la participation d'ENGIE aux différentes réunions/salons de proximité dédiés aux actionnaires individuels : à Bordeaux, Lyon, Paris et Bruxelles en 2022. Les interventions du Président sont consultables sur le site internet du Club des actionnaires d'ENGIE : https://clubactionnaires.engie.com/fr.

Au cours de l'année 2022, le Président a en outre dialogué avec les principaux investisseurs institutionnels et agences de conseils en vote, notamment dans le cadre de rencontres (*roadshows* gouvernance) menées en février et en mars 2022.

Ce dialogue sera poursuivi en 2023.

4.2.2 ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DU 26 AVRIL 2023 – COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 20 février 2023, de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 26 avril 2023, à la Cité des Sciences et de l'Industrie - 30 avenue Corentin Cariou - Paris 19e.

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-2023).

Les actionnaires sont invités à consulter régulièrement cette page du site qui précisera les modalités de participation.

Les mandats de Françoise Malrieu, Marie-José Nadeau, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Patrice Durand arriveront à expiration à l'issue de cette Assemblée Générale.

Le Conseil d'Administration du 20 février 2023 a proposé de renouveler, pour une durée de 4 ans, le mandat de Marie-José Nadeau.

Pour les mandats des administrateurs proposés par l'Etat, conformément à l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, l'Etat a proposé le renouvellement du mandat de Patrice Durand, qui a été approuvé par le Conseil d'Administration du 20 février 2023. Mari-Noëlle Jego-Laveissière n'a pas sollicité le renouvellement de son mandat d'Administratrice et sera remplacée par un nouveau membre proposé par l'État.

Stéphanie Besnier sera amenée à être remplacée en tant qu'Administratrice représentante de l'État. A la date du présent rapport, l'identité de la personne qui lui succédera n'est pas connue. Il est rappelé que cette désignation, en application de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014, prend la forme d'un arrêté ministériel. Elle n'est pas soumise au vote de l'Assemblée Générale.

A l'issue de l'Assemblée Générale du 26 avril 2023 et sous réserve du vote favorable de ces résolutions, le Conseil d'Administration serait composé de 14 membres.

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.

La Directrice Générale, investie 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 limitations apportées par le Conseil d'Administration aux pouvoirs de la Directrice Générale sont précisées dans le Règlement Intérieur (voir Section 4.1.2.1 "Organisation et Présidence").

La mise en œuvre de la stratégie d'ENGIE et le suivi opérationnel 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 de la Directrice Générale. 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 d'enregistrement unversel le Comex est composé des 10 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 de production nucléaire ;
- **Sébastien Arbola,** Directeur Général Adjoint en charge des activités *FlexGen & Retail*, également responsable des activités Hydrogène ;
- **Jean-Sébastien Blanc,** Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines et du Corporate ;
- **Frank Demaille,** Directeur Général Adjoint en charge de la Transformation et des Géographies ;
- **Biljana Kaitovic,** Directrice Générale Adjointe en charge du Digital et des Systèmes d'Information ;
- **Frank Lacroix**, Directeur Général Adjoint en charge des activités *Energy Solutions ;*
- **Cécile Prévieu,** Directrice Générale Adjointe en charge des activités Infrastructures ;
- **Pierre-François Riolacci,** Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise et des Achats ;
- **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 une trentaine de pays pour un total d'environ 100 000 collaborateurs, il semble plus pertinent de considérer le Groupe dans son ensemble au regard de l'esprit de la loi. 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 10 membres, dont quatre femmes (40%) et quatre 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 2023, l'OPCOM est composé de 54 membres, dont 19 femmes (35,2%). Il réunit 14 nationalités. Du fait de la nouvelle organisation du Groupe, 22 membres de l'OPCOM ont été nommés en 2022, dont 11 femmes.

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 530 personnes, dont 37% de femmes.

Ces actions ont pour objectif de permettre de faire évoluer les parcours de carrière et des 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 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 et de l'Eurostoxx 50.

Conformément à l'article 10.6 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 la Directrice Générale à compter de 2023 sont mentionnées à la Section 4.4.3.

4.4.1.1 Rémunération fixe

Rémunération fixe au titre de 2022

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, a perçu une rémunération de 450 000 euros, à laquelle s'ajoute un avantage en nature depuis juillet 2022 de 1 826 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 6 192 euros.

Rémunération fixe au titre de 2023

Il est renvoyé à la Section 4.4.3.

4.4.1.2 Rémunération variable

Rémunération variable au titre de 2021

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, n'a perçu aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

S'agissant de Catherine MacGregor, Directrice Générale, la structure de sa rémunération variable annuelle cible versée en 2022 au titre de 2021 est demeurée inchangée et s'élève à un montant de 1 000 000 euros correspondant à 100% de sa rémunération fixe et est plafonnée à 1 400 000 soit 140% de la rémunération fixe. La rémunération variable 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 GEMS) (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%) ;
- établit 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'est ainsi élevé à 1 109 000 euros.

Rémunération variable au titre de 2022

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, n'a perçu aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

S'agissant de Catherine MacGregor, Directrice Générale, la structure de sa rémunération variable annuelle cible versée en 2023 au titre de 2022 est demeurée inchangée, elle s'élève à un montant de 1 000 000 euros correspondant à 100% de sa rémunération fixe et est plafonnée à 1 400 000 soit 140% de la rémunération fixe. La rémunération variable 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%), l'EBIT (25%), le *free cash-flow* - y compris GEMS - (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2022 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 14 février 2022.

Pour la partie extra-financière, figurent :

- l'organisation et l'engagement : finalisation de la mise en place de l'organisation, engagement des collaborateurs et définition d'un modèle de leadership (35%) ;
- l'efficacité dans la mise en œuvre de la stratégie : plan de croissance des GBU, plan de performance (35%) ;
- la performance sécurité (7,5%) ;
- les émissions de CO_2 liées à la production d'énergie (7,5%) ;
- le taux de féminisation des managers recrutés (7,5%) ;
- l'amélioration du rating ESG du Groupe (7,5%).

Lors de sa séance du 20 février 2023, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG :

- constaté que le taux de réussite des critères financiers s'élève à 112% (décomposé comme suit : RNRpg : 140% ; EBIT : 140% ; *free cash-flow* : 113,3% ; Dette nette économique : 54,5%) ;
- établit le taux de réussite des critères extra-financiers à 116,5% (décomposé comme suit : organisation et engagement : 130%, stratégie : 130% ; performance sécurité : 100% ; émissions de CO_2 liées à la production d'énergie : 140% ; taux de féminisation des managers recrutés : 0% ; amélioration du rating ESG du Groupe : 100%).

L'appréciation par le Conseil d'administration de la surperformance (130%) des critères extra-financiers relatifs à l'organisation et l'engagement ; et à la stratégie, résulte des constats suivants :

- le contexte de crise énergétique a mis en évidence les enjeux de sécurité d'approvisionnement et d'accessibilité de l'énergie. Tout en se mobilisant pour répondre à ces défis, le management a su poursuivre le déploiement de la feuille de route stratégique arrêtée par le Conseil d'Administration ;
- la définition d'un plan de croissance par Global Business Unit, le recentrage sur les pays clés, l'accélération des investissements dans les énergies renouvelables, les progrès dans la sortie du charbon et les avancées concernant l'avenir des activités nucléaires en Belgique sont parmi les réalisations notables relevées par le Conseil ;
- la mise en œuvre d'une organisation plus industrielle et intégrée du Groupe et la pratique d'une animation managériale plus structurée ont renforcé l'engagement des collaborateurs et la performance, au service d'un pilotage opérationnel plus performant.

Compte tenu des pondérations respectives des critères financiers et extra-financiers, cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 113,6%, soit un montant de part variable de 1 136 000 euros.

Rémunération variable au titre de 2023

Il est renvoyé à la Section 4.4.3.

4.4.1.3 Rémunération incitative à long terme (Unités de Performance et Actions de Performance)

Le CNRG, 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.

Jusqu'en 2021, les plans d'incitation à long terme avaient la forme d'Unités de Performance (UP). Depuis 2022 les UP ont été remplacées par des Actions de Performance (AP).

Le Conseil d'Administration du 14 février 2021 a décidé que cette part ne pourra, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale (rémunération fixe, variable et Actions de Performance) de la Directrice Générale.

L'attribution à la Directrice Générale à compter de 2022 d'AP, en lieu et place des UP dont elle bénéficiait précédemment, permet ainsi de mener à son terme l'alignement de la part incitative à long terme de la Directrice Générale avec celle des membres du Comex, cadres dirigeants et autres collaborateurs bénéficiaires d'Actions de Performance. Le volume de l'attribution est inchangé (120 000 AP en lieu et place des 120 000 UP).

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 CNRG, 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.

Actions de Performance au titre de l'exercice 2022

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, ne s'est vu attribuer aucune AP au titre de 2022 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 CNRG, le Conseil d'Administration du 21 avril 2022 a attribué à la Directrice Générale, conformément à la délégation donnée par l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022 aux termes de sa vingt-septième résolution, 120 000 AP en remplacement des UP dont elle bénéficiait précédemment. Les AP attribuées au titre de 2022 ont été valorisées à 8,79 euros l'action à la date d'attribution, soit un montant total de 1 054 800 euros.

Comme l'ensemble des éléments de sa rémunération, l'attribution au titre de l'exercice 2022 sera conditionnée à l'approbation de l'Assemblée Générale des actionnaires qui se tiendra en 2023.

Actions de Performance au titre de l'exercice 2023

Sur recommandation du CNRG, le Conseil d'Administration a, lors de sa séance du 20 février 2023, maintenu inchangée la politique d'attribution d'AP à Catherine MacGregor, Directrice Générale. Au titre de cette politique exposée à la Section 4.4.3.2, le nombre d'Actions de Performance qui seraient attribuées à Catherine MacGregor, Directrice Générale, est de 120 000.

Comme l'ensemble des éléments de sa rémunération, l'attribution au titre de l'exercice 2023 sera conditionnée à l'approbation de l'Assemblée Générale des actionnaires qui se tiendra en 2024.

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

Tableau 11 - Position-recommandation AMF - DOC-2021-02 (Annexe 2)

	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, la Directrice Générale sera tenue 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, la Directrice Générale 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

	2022		2021	
En euros	Montants attribués au titre de 2022	Montants versés en 2022	Montants attribués au titre de 2021	Montants versés en 2021
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	1 826[(1)]	1 826[(1)]	0	0
TOTAL	**451 826**	**451 826**	**450 000**	**450 000**

	2022		2021	
En euros	Montants attribués au titre de 2022	Montants versés en 2022	Montants attribués au titre de 2021	Montants versés en 2021
Catherine MacGregor *Directrice Générale*				
Rémunération fixe	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Rémunération variable	1 136 000	1 109 000	1 109 000	0
Abondement dédié à la retraite	534 000	527 250	527 250	0
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Rémunération d'Administrateur	0	0	0	0
Avantages en nature	6 192	6 192	4 060	4 060
TOTAL	**2 676 192**	**2 642 442**	**2 640 310**	**1 004 060**

4.4.1.7 Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social

En euros	2022	2021
Jean-Pierre Clamadieu *Président*		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	451 826	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	**451 826**	**450 000**

En euros	2022	2021
Catherine MacGregor *Directrice Générale*		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	2 676 192	2 640 310
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	1 054 800	0
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	880 800
TOTAL	**3 730 992**	**3 521 110**

(1) Véhicule de fonction depuis juillet 2022.

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.

Les Actions de Performance attribuées au titre de 2022 ont été valorisées à 8,79 euros l'action selon la norme IFRS2, soit un montant total de 1 054 800 euros.

4.4.1.8 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2022 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 26 avril 2023 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 2022 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 2022 ne peuvent être versés qu'après approbation par l'Assemblée Générale.

4.4.1.8.1 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2022 ou attribués au titre de l'exercice 2022 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2022	Montants attribués au titre de l'exercice 2022	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	1 826 €	1 826 €	Jean-Pierre Clamadieu a bénéficié d'un véhicule de fonction depuis juillet 2022.

4.4.1.8.2 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2022 ou attribués au titre de l'exercice 2022 à Catherine MacGregor, Directrice Générale

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2022	Montants attribués au titre de l'exercice 2022	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	1 109 000 €	1 136 000 €	La rémunération variable annuelle cible à verser en 2023 au titre de 2022 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%), l'EBIT (25%), le *free cash-flow* - y compris GEMS - (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2022 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 14 février 2022. Pour la partie extra-financière, figurent : • l'organisation et l'engagement : finalisation de la mise en place de l'organisation, engagement des collaborateurs et définition d'un modèle de leadership (35%) ; • l'efficacité dans la mise en œuvre de la stratégie : plan de croissance des GBU, plan de performance (35%) ; • la performance sécurité (7,5%) ; • les émissions de CO_2 liées à la production d'énergie (7,5%) ; • le taux de féminisation des managers recrutés (7,5%) ; • l'amélioration du rating ESG du Groupe (7,5%). Lors de sa séance du 20 février 2023, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG : • constaté que le taux de réussite des critères financiers s'élève à 112% (décomposé comme suit : RNRpg : 140 % ; EBIT : 140% ; *free cash-flow* : 113,3% ; dette nette économique : 54,5%) ; • établi le taux de réussite des critères extra-financiers à 116,5% (décomposé comme suit : organisation et engagement : 130% , stratégie : 130% ; performance sécurité : 100% ; émissions de CO_2 liées à la production d'énergie : 140% ; taux de féminisation des managers recrutés : 0% ; amélioration du rating ESG du Groupe : 100%). L'appréciation par le Conseil d'administration de la surperformance (130%) des critères extra-financiers relatifs à l'organisation et l'engagement ; et à la stratégie, résulte des constats suivants : • le contexte de crise énergétique a mis en évidence les enjeux de sécurité d'approvisionnement et d'accessibilité de l'énergie,. Tout en se mobilisant pour répondre à ces défis, le management a su poursuivre le déploiement de la feuille de route stratégique arrêtée par le Conseil d'Administration ; • la définition d'un plan de croissance par Global Business Unit, le recentrage sur les pays clés, l'accélération des investissements dans les énergies renouvelables, les progrès dans la sortie du charbon et les avancées concernant l'avenir des activités nucléaires en Belgique sont parmi les réalisations notables relevées par le Conseil ; • la mise en œuvre d'une organisation plus industrielle et intégrée du Groupe et la pratique d'une animation managériale plus structurée ont renforcé l'engagement des collaborateurs et la performance, au service d'un pilotage opérationnel plus performant. Compte tenu des pondérations respectives des critères financiers et extra-financiers, cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 113,6%, soit un montant de 1 136 000 euros. Ce montant de part variable au titre de 2022 ne sera versé à Catherine MacGregor que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 26 avril 2023.

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2022	Montants attribués au titre de l'exercice 2022	Commentaires
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	Valorisation: 880 800 €	Valorisation: 1 054 800 €	Catherine MacGregor a bénéficié de l'attribution de 120 000 Actions de Performance au titre de 2022 (voir note sur cette valorisation théorique à la Section 4.4.1.7 du Document d'enregistrement universel 2022).
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	En cas de départ du Groupe, l'ancienne Directrice Générale sera tenue 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, la Directrice Générale 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	527 250 €	534 000 €	La 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) 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 2022, cet abondement s'élève à 534 000 euros et sera versé en 2023 sous réserve du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 26 avril 2023. La Directrice Générale 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 2022 s'élève à 26 327 euros.
Avantages de toute nature	6 192 €	6 192 €	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

Les calculs de ratios d'équité ont été réalisés en prenant en compte les nouvelles lignes directives publiées par l'AFEP en février 2021. Ils sont effectués par fonctions existantes en 2022 : Président et Directeur Général.

Calcul du numérateur : la rémunération considérée pour chaque mandataire social comprend la rémunération fixe versée en N, le variable versé en N au titre de N-1, les primes et avantages en nature divers à l'exclusion des primes d'indemnité de rupture, les Actions de Performance et Unités de Performance attribuées en N en valorisation IFRS, à l'exclusion des éléments relatifs aux retraites d'entreprise.

Calcul du dénominateur : la société mère ENGIE SA n'est pas représentative tant des effectifs que de l'activité du Groupe. Le dénominateur est donc la rémunération moyenne au périmètre France des salariés CDI+CDD dénombrés en Equivalent Temps Plein hors alternants. Avant 2021, avaient été exclues deux entités ayant fait l'objet de cessions : GNL et E&P. En 2022, une modification de périmètre importante est à noter, EQUANS n'étant pas inclus dans les données présentées pour 2022.

La rémunération moyenne a été calculée à partir des données agrégées du *Reporting* Social Groupe ; s'agissant d'un Groupe constitué de plusieurs sociétés ayant des systèmes de paye différents, la rémunération médiane n'est pas calculable en l'absence de données individuelles de rémunération.

Pour le Groupe, le ratio d'équité pertinent est celui comparant la rémunération totale du Président et celle du Directeur Général à la rémunération moyenne de celle de l'ensemble des salariés en France.

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	2018	2019	2020	2021	2022 [2]
Rémunération de la **Fonction Président :** Jean-Pierre Clamadieu à compter du 18/05/2018 - Auparavant Gérard Mestrallet était Président	350 000	433 064	450 000	450 000	451 826
Évolution par rapport à l'exercice précédent		24%	4%	0%	0,4%
Informations sur le périmètre de la société cotée - non représentative au sens de l'activité et du nombre de salariés					
Rémunération moyenne des salariés	73 875	73 845	76 791	77 142	80 849
Évolution par rapport à l'exercice précédent	2%	0%	4%	0%	5%
Rémunération médiane des salariés	66 175	66 487	72 571	66 967	67 673
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	46 307	46 476	46 870	48 278	57 997
Évolution par rapport à l'exercice précédent	2%	0%	1%	3%	18%
Rémunération médiane des salariés			Non disponible		
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	7,6	9,3	9,6	9,3	7,9
Évolution par rapport à l'exercice précédent		23%	3%	-3%	-15%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés			Non calculable		
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Performance de la société					
COI croissance organique	5%	14%	-16%	47%	43%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	0%	180%	-214%	194%	-9%
ROCE	6,50%	6,10%	5,45%	8,90%	12,60%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	3%	-6%	-11%	63%	42%
RN récurrent part du Groupe hors EQUANS (Mds€)	2,38	2,46	1,70	3,20	5,22
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-6%	3%	-31%	85%	65%

(1) En référence aux lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021.
(2) Les données 2022 sur les rémunérations et la performance de la société sont hors EQUANS.

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 [1]

Exercice N-1	2018	2019	2020	2021	2022 [2]
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	2 550 142	2 588 572	1 287 669	2 608 350	3 169 992
Évolution par rapport à l'exercice précédent	10%	2%	-50%	103%	22%
Informations sur le périmètre de la société cotée - non représentative au sens de l'activité et du nombre de salariés					
Rémunération moyenne des salariés	73 875	73 845	76 791	77 142	80 849
Évolution par rapport à l'exercice précédent	2%	0%	4%	0%	5%
Rémunération médiane des salariés	66 175	66 487	72 571	66 967	67 673
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					
Rémunération moyenne des salariés	46 307	46 476	46 870	48 278	56 997
Évolution par rapport à l'exercice précédent	2%	0%	1%	3%	18%
Rémunération médiane des salariés			Non disponible		
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	55,1	55,7	27,5	54,0	55,6
Évolution par rapport à l'exercice précédent	8%	1%	-51%	97%	3%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés			Non calculable		
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Performance de la société					
COI croissance organique	5%	14%	-16%	47%	43%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	0%	180%	-214%	194%	-9%
ROCE	6,50%	6,10%	5,45%	8,90%	12,60%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	3%	-6%	-11%	63%	42%
RN récurrent part du Groupe hors E&P et GNL (Mds€)	2,38	2,46	1,70	3,20	5,22
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-6%	3%	-31%	85%	65%

(1) En référence aux lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021
(2) Les données 2022 sur les rémunérations et la performance de la société sont hors EQUANS.

4.4.2 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX

Les rémunérations des mandataires sociaux ci-dessous seront soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des Actionnaires qui se tiendra le 26 avril 2023, conformément à l'article L. 22-10-9 du Code de commerce.

Pour rappel, 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 22.1 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.

4.4.2.1 Rémunération des Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Il a été versé, au titre de l'exercice 2022, 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 2022 (1)	Exercice 2021 (1)
Fabrice Brégier	91 500 (2)	91 500 (2)
Marie-Claire Daveu (3)	65 125 (2)	-
Patrice Durand (4)	77 775 (2) (5)	77 775 (2) (5)
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière (4)	77 775 (2) (5)	75 812 (2) (5)
Françoise Malrieu	150 500 (2)	150 500 (2)
Ross McInnes	150 500 (2)	150 500 (2)
Marie-José Nadeau	205 216 (6)	177 087 (6)
Lord Peter Ricketts of Shortlands	102 893 (6)	96 048 (6)
TOTAL	**921 284**	**819 222**

(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) Elue à l'Assemblée Générale du 21 avril 2022 - rémunérée au prorata temporis
(4) Administrateur nommé par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, du secteur privé.
(5) Nomination proposée par l'Etat, à ce titre ces administrateurs ne perçoivent que 85% de la rémunération. Les 15% restant sont versés à l'Etat.
(6) Avant déduction de la retenue à la source qui frappe la rémunération des Administrateurs résidant hors de France.

4.4.2.2 Rémunération de l'Administrateur représentant de l'État et les Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

L'Administratrice représentante de l'État, en sa qualité d'agent public, Stéphanie Besnier n'a perçu, personnellement, aucune rémunération de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre de son mandat en 2022, conformément à l'article 5 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique.

Les Administrateurs du secteur privé, nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à savoir Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Patrice Durand, ont perçu 85% du montant de leurs rémunérations dues à raison de leurs mandats d'Administrateurs, en vertu de l'arrêté du 28 décembre 2014, tel que modifié par l'arrêté du 5 janvier 2018, pris en application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique (voir tableau ci-dessus).

Il est précisé, compte tenu de ce qui précède, que le solde de la rémunération des Administrateurs correspondant à ces mandats, soit la somme de 163 050 euros, est versée directement au Trésor Public en application de la réglementation.

4.4.2.3 Rémunération des Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires

Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires au sein du Conseil d'Administration d'ENGIE n'ont perçu aucune rémunération (rémunération à raison du mandat d'Administrateur ou autre) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société en contrepartie de l'exercice de leurs mandats d'Administrateur.

Il s'agit de Christophe Agogué, Alain Beullier(1), Jacinthe Delage, Yoan Kosnar(2), Philippe Lepage(1) et Magali Viot (2).

4.4.3 POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX

La politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du CNRG. Elle fera l'objet d'une présentation et d'un vote lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires du 26 avril 2023 conformément à l'article L. 22-10-8 du Code de commerce.

La politique de rémunération est revue annuellement par le CNRG et s'appuie notamment sur des études spécifiques.

Conformément à l'article 3.3.1 du Règlement intérieur du Conseil, les dirigeants mandataires sociaux n'assistent pas aux réunions du CNRG pour les questions qui les concernent.

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 CAC40 et de l'Eurostoxx 50.

Conformément à l'article 10.6 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 ;

(1) Administrateur jusqu'au 21 avril 2022.
(2) Administrateur depuis le 21 avril 2022.

- 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 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 termes, contribuant ainsi à la stratégie et à la pérennité de la Société.

Si le taux d'approbation de la politique de rémunération lors de la dernière Assemblée Générale des actionnaires est inférieur à 80%, le CNRG examine le sens du vote des actionnaires s'étant opposé à l'approbation de cette politique et les suites éventuelles à donner à leur vote.

4.4.3.1 Politique de rémunération du Président du Conseil au titre de 2023

La rémunération du Président du Conseil d'Administration au titre de 2023 reste inchangée par rapport à 2022. Elle comprend une rémunération fixe annuelle. Elle ne comprend aucune rémunération variable annuelle ou pluriannuelle ni aucun dispositif d'intéressement à long terme.

La rémunération annuelle fixe s'élève à 450 000 euros.

Conformément à la politique actuelle, les dirigeants mandataires sociaux ne perçoivent pas de rémunération en raison de leur participation aux travaux du Conseil et de ses Comités.

Le Président du Conseil bénéficie d'une couverture prévoyance et d'une couverture frais de santé.

Il bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.4.3.2 Politique de rémunération du Directeur Général au titre de 2023

La rémunération du Directeur Général comprend une part fixe, une part variable annuelle et une part incitative à long terme.

La part fixe s'élève à 1 000 000 euros. Elle a été définie en fonction du rôle, de l'expérience et du marché de référence du Directeur Général, eu égard notamment aux rémunérations fixes attribuées aux dirigeants mandataires sociaux exécutifs de groupes dont la taille et l'envergure sont similaires à ceux d'ENGIE et plus généralement sur la base du benchmark précité. Elle demeure inchangée pendant la durée du mandat, qui est de quatre ans, sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du CNRG, en décide autrement eu égard notamment au contexte de marché, aux évolutions éventuelles du profil d'ENGIE et à l'évolution de la rémunération des salariés du Groupe.

La part variable annuelle a pour objet de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats. Elle est équilibrée par rapport à la partie fixe et déterminée sous la forme d'un pourcentage de la rémunération fixe.

La part variable annuelle cible 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 assortie de critères permettant l'évaluation faite annuellement de la performance du Directeur Général reposant à hauteur de 65% sur des critères financiers visant à rémunérer la performance économique et à hauteur de 35% sur des critères extra-financiers dont au moins un critère quantifiable reflétant les objectifs RSE du Groupe, en cohérence avec la raison d'être statutaire d'ENGIE.

Pour la partie financière, les critères retenus sont le RNRpg (25%), l'EBIT (25%), le *free cash-flow* - y compris GEMS - (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2023 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 20 février 2023.

La partie extra-financière a trait à l'avancée du travail sur les objectifs stratégiques du Groupe (à hauteur de 35%), aux priorités du Groupe en 2023 (35%) et à des critères RSE quantifiables (30%).

Le travail sur les objectifs stratégiques du Groupe doit notamment porter sur l'avenir des activités nucléaires en Belgique, l'approfondissement de la feuille de route moyen terme vers la neutralité carbone en 2045 et sur une communication permettant une meilleure appréhension des activités du Groupe,

Les priorités opérationnelles en 2023 couvrent le déploiement de *One Safety* (plan sur la santé-sécurité), l'accélération de la croissance dans la transition énergétique, le développement des talents et le positionnement des chaînes d'approvisionnement comme levier stratégique.

Dans les critères RSE figurent la poursuite de l'amélioration de la performance sécurité par rapport à 2022, 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) et un taux de féminisation de 35% des managers recrutés. Ces trois critères comptent pour 30% de la partie extra-financière et reçoivent chacun une pondération identique.

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. Ces conditions de performance sont toutes précises et quantifiées. 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 26.3.3 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 2022, la Directrice Générale détenait 55 000 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 12 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 sont soumises à des conditions de performance extra-financière 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-financière, 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 2023 seront conditionnés à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des actionnaires qui se tiendra en 2024.

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.

4.4.4 POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX POUR 2023

Sur proposition du CNRG, le Conseil d'Administration du 20 février 2023 a décidé de faire évoluer le système de rémunération individuelle des Administrateurs, tant sur la part fixe que sur la part variable, en se basant sur un benchmark effectué sur le panel Eurostoxx50. Ce benchmark démontre un décalage des rémunérations des Administrateurs d'ENGIE.

Cette modification tient également compte de la réflexion menée par le Conseil d'Administration sur sa politique de diversité avec une volonté d'intégrer plus de profils internationaux. Elle traduit également la prise en compte du plus grand investissement personnel que représente l'exercice d'un mandat d'Administrateur, des compétences requises et du nombre de réunions.

En conséquence, il est proposé d'accroître la rémunération des administrateurs de 10% sur la part fixe et variable. Les nouvelles parts proposées figurent ci-après. Il est précisé d'une part que l'enveloppe globale de 1,4 million d'euros fixée en 2008, reste inchangée. Cet élément de la politique de rémunération sera soumis, en application de l'article L.22-10-8, II du Code de commerce, à l'Assemblée Générale du 26 avril 2023.

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	16 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	60 500 euros (1), si 100% de présence
Comité d'Audit	Président	Part fixe	16 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	48 400 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	24 200 euros (1), si 100% de présence
CSIT	Président (2)	Part fixe	11 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	30 250 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	18 150 euros (1), si 100% de présence
CEEDD	Président	Part fixe	11 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	24 200 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	18 150 euros (1), si 100% de présence
CNRG	Président	Part fixe	11 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	24 200 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	18 150 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.

4.4.5 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 2022 au titre de 2021 et payées en 2021 au titre de 2020.

La part variable versée en 2022 au titre de l'exercice 2021 est déterminée pour 65% sur des critères économiques (RNRpg, EBIT, *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	2022	2021
Fixe	4 795 548	5 171 898
Variable	5 362 002	4 476 708
Total	10 157 550	9 648 606
Nombre de membres	11	16

(1) Les rémunérations s'entendent : fixe + rémunération variable annuelle au titre de l'exercice.

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".

4.4.6 INFORMATION SUR LES ATTRIBUTIONS GRATUITES D'ACTIONS OU D'ACTIONS DE PERFORMANCE (1)

4.4.6.1 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'Unités de Performance, réinvestissement en actions ENGIE de 2/3 du produit de l'exercice des UP net d'impôt et de prélèvements sociaux.

4.4.6.2 Plans d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance au titre de l'exercice 2022

Autorisation de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE du 21 avril 2022 a décidé, dans sa 27e 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 (Y compris les mandataires sociaux exécutifs 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.

Plans d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2022 (Conseils du 21 avril 2022, du 8 décembre 2022 et du 20 février 2023)

Dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022, le Conseil d'Administration a décidé de mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites, dites Actions de Performance, en faveur :

- de Catherine MacGregor, le 21 avril 2022 (voir Section 4.4.7.3) ;
- de certains membres du personnel d'ENGIE et de ses filiales, le **8 décembre 2022** (les conditions du plan sont détaillées ci-dessous) ;
- 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, le **20 février 2023** (les conditions du plan sont détaillées ci-dessous).

Le Conseil d'Administration a décidé de maintenir un nombre significatif de bénéficiaires. Ces plans visent 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 du plan du **8 décembre 2022**, portant sur 4 739 350 titres en faveur de 5 349 personnes (EQUANS étant hors périmètre), sont les suivantes :

Période d'acquisition	**Du 08/12/2022 au 14/03/2026 (2027 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 14/03/2026 (2027 pour les principaux dirigeants hors France)
Date d'acquisition définitive	15/03/2026 (2027 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 15/03/2026 au 14/03/2027), pas de conservation si acquisition en 2027
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2026, et pour les principaux dirigeants à partir du 15/03/2027

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 2025 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 2026,
	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 100%, le taux de réussite sera égal à 0% pour le TSR ;
	• pour un résultat inférieur à 75%, le taux de réussite sera égal à 0% pour le RNRpg, le ROCE et les conditions extra-financières ;
	• 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 500 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).

Les principales caractéristiques du plan *Traders* du **20 février 2023**, portant sur 593 305 titres en faveur de 83 personnes, sont les suivantes :

Période d'acquisition	**Du 20/02/2023 au 14/03/2025 pour environ la moitié des titres** **Du 20/02/2023 au 14/03/2026 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 14/03/2025 pour environ la moitié des titres Au 14/03/2026 pour les titres restants
Date d'acquisition définitive	Le 15/03/2025 pour environ la moitié des titres Le 15/03/2026 pour les titres restants
Période de conservation	Pas de période de conservation
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2025 pour environ la moitié des titres À partir du 15/03/2026 pour les titres restants
Conditions de performance	Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité *Trading* pour l'exercice 2024 pour environ la moitié des titres Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité *Trading* pour l'exercice 2025 pour les titres restants

En 2023, le Conseil d'Administration engagera avec le CNRG une réflexion sur les conditions de performance des plans d'intéressement à long terme (Actions de Performance) dans la perspective de la soumission à l'Assemblée Générale 2024 d'une nouvelle résolution. Cette réflexion visera notamment à fixer l'évaluation de tous les critères de performance sur la durée du plan, soit 3 ans, conformément aux pratiques de place.

4.4.7 ACTIONS DE PERFORMANCE ATTRIBUÉES ET DISPONIBLES POUR CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL – HISTORIQUE DES PLANS EN VIGUEUR

4.4.7.1 Actions de Performance ENGIE attribuées par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du Groupe ENGIE durant l'exercice 2022 à chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE

Tableau 6 - Position recommandation AMF - DOC-2021-02 (Annexe 2)

Actions de performance attribuées durant l'exercice à chaque dirigeant mandataire social par l'émetteur par toute société du Groupe

	N° et date du plan	Nombre d'actions attribuées durant l'exercice	Valorisation des actions selon la méthode retenue pour les comptes consolidés (en euros)	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Conditions de performance
Catherine MacGregor	21/04/2022	120 000	8,79	14/03/2025	15/03/2026	100 % des actions sont soumises à des critères de performance (voir Section 4.4.6.2)

4.4.7.2 Actions de Performance ENGIE devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE durant l'exercice 2022

Néant

4.4.7.3 Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance ENGIE

	2017	2018		2019	
Au titre de l'année :	**Plan 2017**	**Plan 2018**	**Plan Traders 2018**	**Plan 2019**	**Plan Traders 2019**
Date de l'AG d'autorisation	12/05/2017	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018
Date du CA de décision	13/12/2017	11/12/2018	27/02/2019	17/12/2019	26/02/2020
Valeur de l'action en euros [1]	11,64	9,36	11,41	11,59	13,61
Début de la période d'acquisition [2]	13/12/2017	11/12/2018	27/02/2019	17/12/2019	26/02/2020
Fin de la période d'acquisition	14/03/2021 [3]	14/03/2022 [7]	14/03/2021 [11] 14/03/2022 [11]	14/03/2023 [13]	14/03/2022 [11] 14/03/2023 [11]
Début de la période de conservation	néant [4]	néant [8]	néant	néant [14]	néant
Fin de la période de conservation	néant [5]	néant [9]	néant	néant [15]	néant
Conditions associées	[6]	[10]	[12]	[16]	[17]
Droits en acquisition au 31/12/2021	74 970	4 650 190	68 398	4 935 240	256 728
Actions acquises du 01/01/2022 au 31/12/2022	63 665	3 185 775	67 949	900	126 897
Droits annulés du 01/01/2022 au 31/12/2022	11 305	1 393 745	449	242 250	2 986
Solde des droits au 31/12/2022	-	70 670	-	4 692 090	126 845

(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) 14/03/2022 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique.

(4) 15/03/2021 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.

(5) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.

(6) 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) d'un panel composé d'EDF, E.ON, Uniper, Innogy, Enel, Naturgy (ex-Gas Natural), Iberdrola et RWE, chacune des sociétés recevant une pondération identique, étant précisé que E.ON et Uniper, d'une part, et RWE et Innogy, d'autre part, sont comptabilisées comme une seule société (pour 50% chacune) pour les besoins de la pondération. 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.

(7) 14/03/2023 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique.

(8) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.

(9) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.

(10) 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) d'un panel composé d'EDF, EDP, ENEL, E.ON, Uniper, Innogy, RWE, Naturgy (ex-Gas Natural), Iberdrola, Spie, chacune des sociétés recevant une pondération identique, étant précisé que E.ON, Uniper, RWE et Innogy sont comptabilisées pour 50% chacune pour les besoins de la pondération. 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.

(11) Pour la moitié des titres.

(12) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2020 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2021 pour 50%.

(13) 14/03/2024 pour les principaux dirigeants hors de France et en Belgique.

(14) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.

(15) 15/03/2024 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 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) d'un panel composé d'EDF, EDP, ENEL, E.ON, Uniper, Innogy, RWE, Naturgy (ex Gas Natural), Iberdrola, Spie, chacune des sociétés recevant une pondération identique, étant précisé que E.ON, Uniper, RWE et Innogy sont comptabilisées pour 50% chacune pour les besoins de la pondération. 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.

(17) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2021 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2022 pour 50%.

	2020		2021		2022		
Au titre de l'année :	**Plan 2020**	**Plan Traders 2020**	**Plan 2021**	**Plan Traders 2021**	**Plan DG 2022**	**Plan 2022**	**Plan Traders 2022**
Date de l'AG d'autorisation	18/05/2018	18/05/2018	20/05/2021	20/05/2021	21/04/2022	21/04/2022	21/04/2022
Date du CA de décision	17/12/2020	25/02/2021	16/12/2021	14/02/2022	21/04/2022	08/12/2022	20/02/2023
Valeur de l'action *(en euros)* [1]	9,93	10,9	9,28	12,13	8,79	10,24	10,89
Début de la période d'acquisition [2]	17/12/2020	25/02/2021	16/12/2021	14/02/2022	21/04/2022	08/12/2022	20/02/2023
Fin de la période d'acquisition	14/03/2024 [3]	14/03/2023 [7] 14/03/2024 [7]	14/03/2025 [9]	14/03/2024 [7] 14/03/2025 [7]	14/03/2025	14/03/2026 [14]	14/03/2025 [3] 14/03/2026 [3]
Début de la période de conservation	néant [4]	néant	néant [10]	néant	15/03/2025	néant [15]	néant [15]
Fin de la période de conservation	néant [5]	néant	néant [11]	néant	15/03/2026	néant [16]	néant
Conditions associées	[6]	[8]	[12]	[13]	[12]	[17]	[18]
Droits en acquisition au 31/12/2021	4 905 835	300 052	5 029 075	néant	néant	néant	néant
Actions acquises du 01/01/2022 au 31/12/2022	475	néant	500	néant	néant	néant	néant
Droits annulés du 01/01/2022 au 31/12/2022	239 585	187	187 370	3 300	néant	néant	néant
Solde des droits au 31/12/2022	4 665 775	299 865	4 841 205	444 187	120 000	4 739 350	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) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants hors de France.

(4) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants en France.

(5) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants en France.

(6) 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) d'un panel composé d'EDF, EDP, ENEL, E.ON, Uniper, RWE, Naturgy, Iberdrola, Spie, chacune des sociétés recevant une pondération identique. 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.

(7) Pour la moitié des titres.

(8) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2022 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2023 pour 50%.

(9) 15/03/2026 pour les principaux dirigeants hors de France.

(10) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants en France.

(11) 15/03/2026 pour les principaux dirigeants en France.

(12) 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.

(13) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2023 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2024 pour 50%.

(14) 15/03/2027 pour les principaux dirigeants hors de France.

(15) 15/03/2026 pour les principaux dirigeants en France.

(16) 15/03/2027 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 2025 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 principaux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 500 actions attribuées aux autres bénéficiaires.

(18) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2024 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2025 pour 50%.

4.4.7.4 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par les dirigeants mandataires sociaux au 31 décembre 2022

Néant

4.4.8 ACTIONS DE PERFORMANCE CONSENTIES DURANT L'EXERCICE 2022 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
530 000	10,24	ENGIE	08/12/2022

(1) Valeur moyenne pondérée, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

4.4.9 RÉCAPITULATIF DES OPÉRATIONS DÉCLARÉES PAR LES DIRIGEANTS ET LES MANDATAIRES SOCIAUX DURANT L'ANNÉE 2022

	Date de la transaction	Type de la transaction	Instrument financier	Quantité	Prix unitaire *(en euros)*	Prix de l'opération *(en euros)*
Pierre-François Riolacci	10/03/2022	Acquisition	Actions	15 000	11,1584	167 376
	22/12/2022	Souscriptions	Parts de FCPE [4]	4 795,6274	10,5200 [5]	50 450 [5]
Cécile Prévieu	15/03/2022	Acquisition	Actions	10 001 [2]	[3]	[3]
	22/12/2022	Souscription	Parts de FCPE [4]	1 943,9164	10,5200 [5]	20 450 [5]
Paulo Almirante	15/03/2022	Acquisition	Actions	35 700 [1]	[3]	[3]
	15/03/2022	Acquisition	Actions	40 002 [2]	[3]	[3]
Yves Le Gélard	15/03/2022	Acquisition	Actions	33 335 [2]	[3]	[3]
Catherine MacGregor	02/08/2022	Acquisition	Actions	25 000	12,6049	315 122,50
Jean-Sébastien Blanc	22/12/2022	Souscription	Parts de FCPE [4]	4 795,6274	10,5200 [5]	50 450 [5]
Frank Demaille	22/12/2022	Souscription	Parts de FCPE [4]	1 943,9164	10,5200 [5]	20 450 [5]
Claire Waysand	22/12/2022	Souscription	Parts de FCPE [4]	4 795,6274	10,5200 [5]	50 450 [5]
Biljana Kaitovic	22/12/2022	Souscription	Parts de FCPE [4]	4 795,6274	10,5200 [5]	50 450 [5]
Sébastien Arbola	22/12/2022	Souscription	Parts de FCPE [4]	1 848,8594	10,5200 [5]	19 450 [5]

(1) Acquisition d'Actions de Performance d'attribuées au titre de l'exercice 2017.
(2) Acquisition d'Actions de Performance d'attribuées au titre de l'exercice 2018.
(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 2022, le cours de bourse de l'action d'ENGIE s'élevait à 11,33 euros.
(4) Acquisitions d'actions dans le cadre du plan d'actionnariat salarié "Link 2022".
(5) Parts de FCPE investies en actions ENGIE. Le prix de référence des actions ENGIE avant décote s'est élevé à 13,14 euros. Pour les formules d'investissement avec inaccessibilité de 5 ans, le prix après décote de 20% s'est élevé à 10,52 euros par action. Le montant d'investissement mentionné inclut le cas échéant l'abondement versé par l'entreprise.

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/statuts-ENGIE).

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 2022 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 20 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 21 avril 2022

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 20 octobre 2023** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 20/05/2021 (5e résolution)	Prix maximum d'achat : **30 €** 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 31/12/2022 de 0,60% du capital social	Reste 9,40% du capital
16e	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 20 juin 2024** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14/05/2020 (19e 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

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
17e	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 20 juin 2024** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14/05/2020 (20e 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
18e	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, 1° du Code monétaire et financier *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 20 juin 2024** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14/05/2020 (21e 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
19e	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 20 juin 2024** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14/05/2020 (22e résolution)	Maximum de **15%** de l'émission initiale [2] [3]	Néant	Intégralité de l'autorisation
20e	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 20 juin 2024** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14/05/2020 (23ème 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	Émission d'actions par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 20 juin 2024** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14/05/2020 (25e résolution)	Montant global des sommes pouvant être incorporées (hors plafond)	Néant	Intégralité de l'autorisation
23ème	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions auto-détenues	**26 mois jusqu'au 20 juin 2024** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14/05/202 (26e résolution)	10% du capital par période de 24 mois	Réduction par annulation de 3 081 774 actions autodétenues dans le cadre de l'opération Link 2022 du 22 décembre 2022 *Soit 0,03% du capital social*	9,97% du capital
24e	Augmentation de capital social réservée aux salariés adhérents de plans d'épargne d'entreprise du groupe ENGIE	**26 mois jusqu'au 20 juin 2024** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 20/05/2021 (16e résolution)	**2%** du capital le jour de la mise en œuvre de la délégation. **Montant commun avec la 25e résolution de l'AGM du 21/04/2022** [2] [3]	Augmentation de capital de 2 310 951 actions dans le cadre de l'opération Link 2022 du 22 décembre 2022 *Soit 0,1% du capital social*	1,87% du capital [4]

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
25e	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 20 octobre 2023** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 20/05/2021 (17e 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 24e résolution de l'AGM du 21/04/2022** (2) (3)	Augmentation de capital de 770 823 actions dans le cadre de l'opération Link 2022 du 22 décembre 2022 *Soit 0,03% du capital utilisé*	1,87% du capital (4)
26e	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 roupe 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 20 juin 2025** Met fin, à hauteur de la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 20/05/2021 (18e résolution)	**0,75%** du capital social, (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social), **plafond commun aux 26e et 27e résolutions de l'AGM du 21/04/2022** (5)	*En date du 22 décembre 2022* Attribution de 247 163 actions gratuites au titre de l'abondement de la formule classique internationale de l'opération Link 2022 *Soit une attribution totale de 0,01% du capital au 31 décembre 2022*	0,52% du capital (6)
27e	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 (y compris les mandataires sociaux exécutifs la société ENGIE) *(Plans Discrétionnaires)*	**38 mois jusqu'au 20 juin 2025** Met fin, à hauteur de la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 20/05/2021 (19e résolution)	**0,75%** du capital social, (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social), **plafond commun aux 26e et 27e résolutions de l'AGM du 21/04/2022** (5)	Pour 2022 • *En date du 21 avril 2022* Attribution de 120 000 Actions de Performance à la Directrice Générale • *En date du 8 décembre 2022* Attribution de 4 739 350 Actions de Performance *Soit 0,20% du capital au 31 décembre 2022* Pour 2023 • *En date du 20 février 2023* Attribution de 448 027 actions de performance *Soit une attribution totale de 0,22% du capital au 20 février 2023*	0,52% du capital (6)

(1) DPS : droit préférentiel de souscription.
(2) Montants communs aux émissions de valeurs mobilières décidées au titre des 16e, 17e, 18e, 19e, 20e 24e et 25e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022.
(3) Plafond commun fixé par la 21e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022, aux 16e, 17e, 18e, 19e, 20e, 24e et 25e résolutions de la même Assemblée : 265 millions d'euros.
(4) Montant commun non utilisé pour les autorisations décidées au titre des 24e et 25e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022.
(5) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022, pour les attributions décidées au titre des 26e et 27e résolutions.
(6) Montant commun non utilisé pour les autorisations décidées au titre des 26e et 27e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022.

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 3.4.4 "Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié", 4.1 "Organes de gouvernance", 4.1.2 "Fonctionnement du Conseil d'Administration et de ses comités", 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 M. Patrick Suissa et Mme 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 Afep-Medef de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées, actualisé en décembre 2022, à l'exception des points suivants :

Recommandations du Code AFEP-MEDEF	Explications
18.1 Composition S'agissant du Comité des nominations, il ne doit comporter aucun dirigeant mandataire social exécutif et être composé majoritairement d'administrateurs indépendants. Il est recommandé que le président du comité soit indépendant et qu'un administrateur salarié en soit membre.	Chacun des comités du Conseil comprend soit un administrateur salarié, soit un administrateur représentant les salariés actionnaires. En cohérence avec la prise de fonctions de deux nouveaux administrateurs salariés, et l'adéquation des profils avec les participations au Comité, ENGIE a pris la décision de nommer en qualité de membre au CNRG, une Administratrice représentant les salariés actionnaires.

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 2022

À 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

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 7 mars 2023
Les Commissaires aux Comptes

ERNST & YOUNG et Autres		Deloitte & Associés	
Charles-Emmanuel CHOSSON	Guillaume ROUGER	Patrick E. SUISSA	Nadia LAADOULI

5

INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT

5.1 Informations sur le capital 210
- 5.1.1 Capital social et droits de vote 210
- 5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital 210
- 5.1.3 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices 211
- 5.1.4 Rachat d'actions 211

5.2 Titres non représentatifs du capital 212
- 5.2.1 Titres super-subordonnés 212
- 5.2.2 Programme Euro Medium Term Note (EMTN) 213
- 5.2.3 Emprunts obligataires 213

5.3 Obligations vertes 213
- 5.3.1 Description de l'obligation 213
- 5.3.2 Projets et critères d'éligibilité 215
- 5.3.3 Projets Éligibles Verts 215
- 5.3.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2022, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires Green Bond des 26 octobre 2021 et 27 SEptembre 2022 219

5.4 Actionnariat 221
- 5.4.1 Cotation boursière 221
- 5.4.2 Répartition du capital 221
- 5.4.3 Franchissement de seuils légaux 222
- 5.4.4 Action spécifique 222
- 5.4.5 Politique de distribution des dividendes 223
- 5.4.6 Pacte d'actionnaires 223

5.5 Calendrier des communications financières 223



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 2022, 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	2023	2024	2025	2026	2027	De 2026 à 2029	> 2029	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	94	93	-	-	-	-	1	-	7 364	1,3%
Immobilisations corporelles	1 120	110	3	1	1	1	1	1 001	55 488	2,0%
Titres de participation	3 132	343	251	-	-	741	29	1 768	10 776	29,1%
Comptes bancaires	694	545	110	19	8	2	4	7	15 570	4,5%
Autres actifs	401	0	374	0	0	8	-	18	71 847	0,6%
TOTAL	**5 439**	**1 091**	**737**	**20**	**9**	**753**	**35**	**2 794**	**161 045**	**3,4%**

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 et L. 225-123 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 2022, la Société comptait 2 435 285 011 actions correspondant à 3 222 418 447 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 2022, 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
22/12/2022	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 2 310 951 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe (Link 2022)	2 310 951	22 000 254	2 437 595 962	2 437 595 962	1,00
22/12/2022	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 770 823 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée au profit de *Link International Employees* (Link 2022)	770 823	7 338 235	2 438 366 785	2 438 366 785	1,00
22/12/2022	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 3 081 774 actions auto-détenues	3 081 774	-	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 avril 2022, dans sa 5e 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. Ce contrat a fait l'objet de divers amendements, le dernier en date ayant été signé le 24 janvier 2019 afin de 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 2022 et en 2023.

Entre le 1er janvier et le 31 décembre 2022, la Société a acquis 14 713 176 actions pour une valeur globale de 180,2 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 12,25 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 14 713 176 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 180,4 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 12,26 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 31 décembre 2022, ENGIE a acquis 19 054 771 d'actions pour une valeur globale de 244,7 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 12,84 euros) en couverture du plan d'actionnariat salarié.

Entre le 1er janvier et le 28 février 2023, ENGIE a acquis 4 400 369 actions pour une valeur globale de 59,1 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,44 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 4 210 369 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 56,5 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,43 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 28 février 2023, 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 2023, la Société détenait 0,60% de son capital, soit 14 720 427 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 26 avril 2023

Le présent descriptif du programme a pour objet, en application des articles 241-1 à 241-5 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 26 avril 2023.

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 31 décembre 2022, 14 530 427 actions, soit 0,60% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 229 millions d'actions, représentant 9,40% 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 25 octobre 2024.

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 24 octobre 2022, ENGIE a racheté sur les marchés des titres super-subordonnés en cours pour un montant nominal de 344,2 millions d'euros (244,2 millions d'euros de l'obligation FR0013310505, 55,1 millions de l'obligation FR0011942283, et 44,9 millions de l'obligation FR00140046Y4). Par ailleurs, le 5 décembre 2022, ENGIE a procédé au remboursement total du solde de l'obligation FR0013310505, soit 30 millions d'euros.

À la suite de ces opérations, l'encours des titres super-subordonnés a été réduit de 10% et s'établit au 31 décembre 2022 comme suit :

Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Première option de remboursement [1]	Montant en cours *(en millions d'euros)*	Place de cotation	Code ISIN
EUR	3,875%	02/06/2014	Perpétuelle	02/06/2024	337,8	Paris	FR0011942283
EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle	28/11/2024	1 000,0	Paris	FR0013398229
EUR	1,625%	08/07/2019	Perpétuelle	08/04/2025	500,0	Dublin	FR0013431244
EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle	30/05/2028	850,00	Paris	FR0014000RR2
EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle	02/01/2031	705,1	Paris	FR00140046Y4

(1) First Call Date, ou date de remboursement anticipé la plus proche selon conditions applicables.

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 16.2.1 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 12 mois, est renouvelé chaque année. La version la plus récente du prospectus de base du programme est disponible sur le site internet d'ENGIE (www.engie.com/finance/credit/programmes-obligataires).

5.2.3 EMPRUNTS OBLIGATAIRES

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2022 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 2022 à l'émission d'une nouvelle obligation verte (*Green Bond*) pour un montant total de 650 millions d'euros.

Une offre de rachat, visant entre autres plusieurs obligations vertes, a par ailleurs été lancée en octobre 2022. À l'issue de cette transaction, un total de 564,8 millions d'euros de titres sur 4 Green Bonds a été racheté et annulé : 222 millions d'euros sur l'obligation senior venant à échéance le 27 mars 2024, 53,7 millions d'euros sur l'obligation senior venant à échéance le 19 mai 2026, 44,9 millions d'euros sur l'hybride avec première option de remboursement le 2 janvier 2031, et 244,2 millions d'euros sur l'hybride avec première option de remboursement le 16 janvier 2023. Ce dernier instrument a été totalement remboursé suite à l'exercice d'une option de remboursement anticipé devenue exerçable suite à l'opération de rachat susmentionnée.

Suite à ces opérations, l'encours d'obligations vertes émises par le Groupe s'établit au 31 décembre 2022 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	1 246,3	Paris	FR0011911247	Documents de Référence 2014, 2015 et 2016
Senior	EUR	0,875%	27/03/2017	27/03/2024	478	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	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle (28/11/2024 [1])	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	

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	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 (30/05/2028[1])	850	Paris	FR0014000RR2	Documents d'enregistrement universel 2020 et 2021
Hybride	EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle (02/01/2031 [1])	705,1	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 et Document d'enregistrement universel 2022
	EUR	1,000%	26/10/2021	26/10/2036	750	Paris	FR0014005ZQ6	
Senior	EUR	3,500%	27/09/2022	27/09/2029	650	Paris	FR001400A1H6	Document d'enregistrement universel 2022

(1) First Call Date, ou date de remboursement anticipé la plus proche selon conditions applicables.

Le total émis par ENGIE en *Green Bonds* atteint 14,9 milliards d'euros fin 2022, dont 12,38 milliards d'euros toujours en cours. Avec l'émission de trois nouvelles obligations vertes en janvier 2023 pour un total de 2,75 milliards d'euros, ENGIE maintient 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 (le "*Green Bond Framework*", mise à jour et rebaptisé en mars 2022 *Green Financing Framework*) qu'ENGIE a défini pour ses émissions vertes. Les *Green Bond Framework* et *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : www.engie.com/finance/credit/finance-verte.

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). La *Second Party Opinion* délivrée par VE est disponible sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante: www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2020-03/20200315_Vigeo%20Eiris_SPO_Engie%20_vFinal.pdf ;
- 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, sur 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 dans des Projets Éligibles Verts existants, 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 ;
- 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 (voir Section 5.3.4).

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 batteries) ;
- infrastructure de transport et de distribution d'électricité ;
- efficacité énergétique (dont Réseau urbain de chauffage et de froid) ;
- 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 à l'adresse suivante : www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2020-03/engie-green-bond-framework-March%202020-version%20finale%202_0.pdf.

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 2022, le Groupe a procédé à l'allocation de 2,11 milliards d'euros de Projets Éligibles Verts, selon la répartition suivante :

			Montant alloué en 2022		
En millions d'euros **Green Bond alloué**	**Montant nominal**	**Montant (ré)alloué en 2021 (1)**	**Réallocations suite à rachat/ remboursement**	**Nouvelles allocations**	**Solde à allouer**
Senior 8 ans octobre 2021 (ISIN FR0014005ZP8)	750	43,5	107,4	599,1	-
Senior 15 ans octobre 2021 (ISIN FR0014005ZQ6)	750	-	113,9	636,1	-
Senior 7 ans septembre 2022 (ISIN FR001400A1H6)	650	-	98,7	551,3	-
TOTAL	**2 150**	**43,5**	**320,1**	**1 786,5**	**-**

(1) Voir Document d'enregistrement universel 2021.

Ces allocations ont permis d'allouer la totalité des fonds levés par les trois *Green Bonds*.

5.3.3.1 Réallocation suite à rachat / remboursement

Dans le contexte de l'offre de rachat et du remboursement anticipé susmentionnés, les obligations vertes émises en octobre 2021 (ISIN: FR0014005ZP8 et FR0014005ZQ6) et septembre 2022 (ISIN: FR001400A1H6) ont bénéficié de la réallocation partielle des Projets Éligibles Verts alloués aux obligations rachetées/ remboursées.

La répartition des réallocations sur ces trois tranches est proportionnelle aux soldes respectif de fonds devant être alloués.

Le montant total réalloué s'élève à 320 millions d'euros, et se décompose de la manière suivante :

- 30,6 millions d'euros initialement alloués à l'obligation sénior venant à échéance le 19 mai 2026 (ISIN FR0011911247) ;
- 84,8 millions d'euros initialement alloués à l'obligation sénior venant à échéance le 27 mars 2024 (ISIN FR0013245859) ;
- 161,8 millions d'euros initialement alloués à l'hybride avec première option de remboursement le 16 janvier 2023 (ISIN FR0013310505) ;
- 42,9 millions d'euros initialement alloués à l'hybride avec première option de remboursement le 2 janvier 2031 (ISIN FR00140046Y4).

Les montants réalloués tiennent compte (1) du pourcentage de titres rachetés / remboursés par rapport au montant nominal de l'instrument, et (2) du montant d'allocation initial aux différents Projets Éligibles Verts répondant aux critères du Green Financing Framework.

La production d'énergie renouvelable éolienne constitue la principale catégorie de projets réalloués (145,9 millions d'euros), suivie par le solaire (86,3 millions d'euros), l'efficacité énergétique (44,1 million d'euros), et la bioénergie (28,9 millions d'euros). Le solde se répartit sur des projets de production d'énergie renouvelable hydraulique, de géothermie et de stockage d'énergie.

Les montants réalloués portent sur des Projets Éligibles Verts situés dans les zones géographiques suivantes: Europe 35%, Amérique du Nord 26%, Amérique du Sud 26%, Moyen-Orient 7%, Afrique 5% et Asie/Océanie 1 %.

5.3.3.2 Nouvelles allocations

Les principaux Projets Éligibles Verts qui ont été financés par le produit des émissions *Green Bond* d'octobre 2021 (ISIN : FR0014005ZP8 et FR0014005ZQ6) et de septembre 2022 (ISIN : FR001400A1H6) 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 Oct. 21**	**Senior 750 M€ 15 ans Oct. 21**	**Senior 650 M€ 7 ans Sept. 22**
Production d'énergie renouvelable					
Bioénergie			**71,2**	**75,6**	**65,5**
Europe	ENGIE BIOZ, Biogaz injection, synthetic methane projects	France			
Solaire			**123,8**	**131,4**	**113,9**
Amérique du Nord	Hawtree, Solidago, Sun Valley, Sunnybrook	États-Unis			
Asie et Océanie	Centrales photovoltaïques Wallis	France (outre-mer)			
Europe	Jan / Joseph	Allemagne			
	Eolia	Espagne			
	Spark	Pologne			
Éolien			**301,0**	**319,5**	**276,9**
Amérique du Nord	Century Oak, Iron Star, Limestone, Priddy	États-Unis			
Asie et Océanie	SECI 3&4	Inde			
	Negandi	France (Nouvelle Calédonie)			
Europe	Karstadt repowering	Allemagne			
	LVDP repowering	Belgique			
	Eolia, Ocean Winds	Espagne			
Hydrogène bas carbone			**5,0**	**5,3**	**4,6**
Afrique	Rhyno	Afrique du Sud			
Asie et Océanie	Yuri	Australie			
Europe	Hypster	France			
Géothermie			**3,7**	**3,9**	**3,4**
Europe	Champs sur Marnes, Georueil, Boucles Thalassothermiques Larvotto	France			
Stockage d'énergie					
Batterie			**48,9**	**51,9**	**45,0**
Amérique du Nord	Monarch	États-Unis			
Asie et Océanie	Hazelwood Battery Energy Storage System	Australie			
Pompage turbinage			**15,7**	**16,7**	**14,5**
Europe	Coo	Belgique			
	First Hydro	Royaume-Uni			
Efficacité énergétique					
Efficacité énergétique			**29,9**	**31,8**	**27,5**
Europe	Réseaux urbains de chaleur et de froid	France			
Moyen Orient	Projet Waste Heat Recovery industriel	Emirats Arabes Unis			
TOTAL			**599,1**	**636,0**	**551,3**

Les projets et Capex associés présentés dans le tableau ci-dessus pour un montant total de 1,79 milliard d'euros sont alloués globalement aux *Green Bonds* d'octobre 2021 (tranche 8 et 15 ans), et septembre 2022 (tranche 7 ans), et ceci dans des proportions permettant de compléter et finaliser l'allocation de ces *Green Bonds*.

Pour rappel, les *Green Bonds* émis en 2014, 2017, 2018, 2019 2020, ainsi que l'hybride de 2021 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 2021.

Les fonds alloués aux Projets Éligibles Verts durant l'année 2022 portent exclusivement sur des investissements effectués durant cette même année.

Les allocations retenues contribuent au financement ou à l'acquisition de Projets Éligibles Verts dans les domaines :

- des énergies renouvelables (énergie éolienne, solaire, bioénergie, hydrogène bas carbone, et/ou géothermie) ;
- du stockage d'énergie ;
- 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 38 GW en 2022 représentant 38% 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 2022, ENGIE a poursuivi le développement de son portefeuille d'actifs renouvelables principalement dans le domaine de l'éolien et du solaire en développant de nouveaux projets notamment en Amérique du Nord, Amérique du Sud et Europe. Début mai 2022, le Groupe et son partenaire Crédit Agricole Assurances ont finalisé l'acquisition d'Eolia, un acteur majeur dans le domaine des Renouvelables en Espagne, ajoutant 0,9 GW d'actifs en opération et 1,2 GW de projets supplémentaires à la plateforme d'ENGIE dans la péninsule ibérique. Les investissements dans l'éolien en mer se sont poursuivis via la co-entreprise Ocean Winds. En France, le Groupe, au travers d'ENGIE Bioz et ses métiers d'infrastructures, poursuit également 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 2022, un montant total de 1,50 milliard d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine des énergies renouvelables sur les *Green Bonds* d'octobre 2021 (tranches 8 et 15 ans), et septembre 2022 (tranche 7 ans). En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à éviter d'émettre des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 3,35 millions de tonnes de CO_2 éq./an.

La méthodologie de calcul de la contribution de ces projets aux émissions évitées est basée sur une comparaison des valeurs Analyse de Cycle de Vie (ACV) 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 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 Projets Éligibles Verts concernés sont notamment :

- les stations de pompage-turbinage Dinorwig (1 728 MW) et Ffestiniog (360 MW) au Royaume-Uni, détenues et opérées par First Hydro, filiale à 75% d'ENGIE ;
- la centrale de pompage-turbinage de Coo (Belgique) qui fait l'objet d'investissements pour l'extension de ses installations de stockage, permettant d'augmenter la puissance installée de 79 MW ;
- le projet batterie de stockage d'électricité à Hazelwood en Australie ;
- l'acquisition d'un pipeline de projets de développement d'énergie solaire, de stockage couplé et de stockage autonome par batterie auprès de Belltown Power US aux Etats-Unis (transaction Monarch). Cette transaction porte sur 33 projets, comprenant notamment 0,7 GW de stockage couplé et 2,6 GW de stockage autonomie par batterie.

Au cours de l'année 2022, un montant total de 192,6 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine du stockage d'énergie sur les *Green Bonds* d'octobre 2021 (tranches 8 et 15 ans), et septembre 2022 (tranche 7 ans). En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,016 million de tonnes de CO_2éq/an.

La méthodologie de calcul de la contribution 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 susmentionnés 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 2022, ENGIE a poursuivi le développement de réseaux urbains de chaleur ou de froid en Europe et principalement en France.

Au cours de l'année 2022, un montant total de 89,3 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine de l'efficacité énergétique sur les *Green Bonds* d'octobre 2021 (tranches 8 et 15 ans), et septembre 2022 (tranche 7 ans). En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,45 million de tonnes de CO_2éq/an.

Le calcul des émissions évitées se fait en comparant le niveau d'émissions des projets ENGIE avec un scénario de référence, en l'occurrence l'utilisation d'un système individuel de chauffage au gaz lorsqu'il s'agit d'un réseau de chaleur, ou de climatisation lorsqu'il s'agit d'un réseau de froid. 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 d'octobre 2021 (tranche 8 ans ISIN FR0014005ZP8)

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation au *Green Bond* d'octobre 2021 tranche 8 ans sont l'Europe, l'Amérique du Nord et du Sud, et l'Asie et Océanie avec respectivement 62,8%, 25,6%, 4,5% et 4,6% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projet concernées par l'allocation sont l'éolien 48,3%, le solaire 21,6%, la bioénergie 11,4%, le stockage d'énergie 10,2% et l'efficacité énergétique 6,5%.

Zone géographique	**Montants alloués** *(en %)*
Europe	62,8%
Amérique du Nord	25,6%
Asie et Océanie	4,6%
Amérique du Sud	4,5%
Moyen Orient	1,5%
Afrique	1,0%

Technologie	**Montants alloués** *(en %)*
Éolien	48,3%
Solaire	21,6%
Bioénergie	11,4%
Stockage d'énergie	10,2%
Efficacité énergétique	6,5%
Autres (géothermie, H_2 bas carbon, hydraulique)	2,0%

5.3.3.3.2 Obligation verte d'octobre 2021 (tranche 15 ans ISIN FR0014005ZQ6)

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation au *Green Bond* d'octobre 2021 tranche 15 ans sont l'Europe, l'Amérique du Nord et l'Asie et Océanie avec respectivement 63,3%, 25,4% et 4,8% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projet concernées par l'allocation sont l'éolien 49,5%, le solaire 21,6%, la bioénergie 11,5%, le stockage d'énergie 9,5% et l'efficacité énergétique 6,3%.

Zone géographique	**Montants alloués** *(en %)*
Europe	63,3%
Amérique du Nord	25,4%
Asie et Océanie	4,8%
Amérique du Sud	3,9%
Moyen Orient	1,6%
Afrique	1,0%

Technologie	**Montants alloués** *(en %)*
Éolien	49,5%
Solaire	21,6%
Bioénergie	11,5%
Stockage d'énergie	9,5%
Efficacité énergétique	6,3%
Autres (géothermie, H_2 bas carbon, hydraulique)	1,6%

5.3.3.3.3 Obligation verte de septembre 2022 (ISIN FR001400A1H6)

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation au *Green Bond* de septembre 2022 sont l'Europe, l'Amérique du Nord et l'Asie et Océanie avec respectivement 63,3%, 25,4% et 4,8% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projet concernées par l'allocation sont l'éolien 49,5%, le solaire 21,6%, la bioénergie 11,5%, le stockage d'énergie 9,5%, et l'efficacité énergétique 6,3%.

Zone géographique	**Montants alloués** *(en %)*
Europe	63,3%
Amérique du Nord,	25,4%
Asie et Océanie	4,8%
Amérique du Sud	3,9%
Moyen Orient	1,6%
Afrique	1,0%

Technologie	**Montants alloués** *(en %)*
Éolien	49,5%
Solaire	21,6%
Bioénergie	11,5%
Stockage d'énergie	9,5%
Efficacité énergétique	6,3%
Autres (géothermie, H_2 bas carbon, hydraulique)	1,6%

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 2022, DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES ÉMISSIONS OBLIGATAIRES *GREEN BOND* DES 26 OCTOBRE 2021 ET 27 SEPTEMBRE 2022

À la Directrice générale de la société ENGIE,

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 2022, des fonds levés dans le cadre des émissions d'obligations vertes (*Green Bond*) du 26 octobre 2021 pour un montant total de 1 500 millions d'euros en deux tranches et du 27 septembre 2022 pour un montant de 650 millions d'euros (les "**Émissions**"), figurant dans le document ci-joint et dans la section "**Obligations vertes**" du Document d'Enregistrement Universel 2022, et établies conformément aux dispositions de la clause d'utilisation des fonds reprise dans les conditions finales des Émissions, signées respectivement en dates du 22 octobre 2021 (FR0014005ZP8 et FR0014005ZQ6) et du 23 septembre 2022 (FR001400A1H6)(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 2022, des fonds levés au titre des Émissions réalisées les 26 octobre 2021 et 27 septembre 2022 :

- à des projets éligibles (les "**Projets Éligibles Verts**"), au cours de la période allant du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022, d'un montant de 1 786,5 millions d'euros, et
- au refinancement de projets éligibles, précédemment financés par les obligations vertes émises en mai 2014 (FR0011911247), en mars 2017 (FR0013245859), en janvier 2018 (FR0013310505) et en juillet 2021 (FR00140046Y4) (les "**Projets Éligibles Refinancés**") pour un montant de 320,1 millions d'euros,

étant rappelé qu'au titre de l'émission du 26 octobre 2021 tranche 8 ans (FR0014005ZP8), un montant de 43,5 millions d'euros avait été alloué au cours de l'exercice 2021 à des projets éligibles.

Cette allocation a permis d'allouer, au 31 décembre 2022, la totalité des fonds levés au titre des Émissions réalisées les 26 octobre 2021 et 27 septembre 2022.

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 2021 et 31 décembre 2022.

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 2022, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Verts, avec les données sous-tendant la comptabilité ; et
- sur la concordance des montants alloués, au 31 décembre 2022, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Refinancés, avec les montants précédemment financés.

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 Eligibles 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 2021 et 2022. 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 2022, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des Actionnaires, ont fait l'objet d'un rapport de certification daté du 6 mars 2023.

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 Eligibles Refinancés, avec les montants précédemment financés ; et
- vérifier l'exactitude arithmétique des informations produites.

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 2022, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Verts ; et
- la concordance avec les montants précédemment financés des montants alloués au 31 décembre 2022, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Refinancés.

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 de la société 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 7 mars 2023

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

2022	Cours le + haut [1] *(en euros)*	Cours le + bas [1] *(en euros)*	Volume des transactions [2]
Janvier	13,89	13,13	6 038 824
Février	14,57	13,72	7 411 715
Mars	12,39	10,10	10 568 784
Avril	12,16	11,16	7 249 733
Mai	12,86	10,99	6 636 201
Juin	12,60	10,97	5 952 329
Juillet	12,06	10,38	6 212 588
Août	12,98	11,87	4 740 849
Septembre	13,26	11,82	5 746 344
Octobre	13,15	11,54	4 764 264
Novembre	14,52	13,30	6 262 766
Décembre	14,49	13,39	4 980 855

(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

5.4.2.1 Évolution de la répartition du capital et des droits de vote

Au 31 décembre 2022, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 14 530 427 actions auto-détenues. Durant l'exercice 2022, le capital de la Société n'a pas évolué, étant précisé que l'augmentation de capital à hauteur de 3 081 774 actions intervenue le 22 décembre 2022 dans le cadre de l'opération d'actionnariat Link 2022, a été immédiatement suivie de l'annulation de 3 081 774 actions auto-détenues.

Variation significative de l'actionnariat d'ENGIE au cours des trois derniers exercices

	31 décembre 2022				31 décembre 2021		31 décembre 2020	
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]	% des droits de vote exerçables	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]
Public	1 414 239 687	58,07	49,82	50,04	58,50	50,28	63,35	54,71
État	575 693 307	23,64	33,56	33,71	23,64	33,20	23,64	33,19
The Capital Group Companies	117 733 578	4,83	3,79	3,81	5,02 [2]	4,00 [2]	-	-
Groupe CDC	112 201 739 [3]	4,61	4,24	4,26	4,59 [4]	4,28 [4]	4,59 [4]	3,83 [4]
BlackRock	106 479 528	4,37	3,32	3,34	4,47 [5]	3,46 [5]	4,46 [6]	3,43 [6]
Actionnariat salarié	94 406 745	3,88	4,82	4,84	3,16	4,31	3,20	4,26
Auto-détention	14 530 427	0,60	0,45	0,00	0,62	0,47	0,76	0,58
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns
TOTAL	**2 435 285 011**	**100%**	**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 (3,63% du capital et 3,50% des droits de vote théoriques) et CNP Assurances détient 23 897 851 actions (0,98% du capital et 0,74% des droits de vote théoriques).
(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).

En application des dispositions de l'article L. 233-13 du Code de commerce, il est précisé qu'à la connaissance d'ENGIE, seul l'État détient, à la clôture de l'exercice 2022, une participation de plus de 5% du capital ou des droits de vote.

Au 31 décembre 2022, les actionnaires individuels détenaient 214,1 millions de titres, soit près de 8,8% du capital de la Société.

5.4.2.2 Détail des titres détenus directement et indirectement par les salariés

Au 31 décembre 2022, les salariés détenaient 94,4 millions d'actions ENGIE, soit 3,88% du capital et 4,82% des droits de vote théoriques au sens de l'article L. 225-102, al. 1 du Code de commerce, réparties comme suit :

FCPE Link France	52,2 millions
FCPE Link International	17,5 millions
Formules d'actionnariat direct	24,7 millions
TOTAL DES ACTIONS DÉTENUES PAR LES SALARIÉS	**94,4 MILLIONS**

5.4.3 FRANCHISSEMENT DE SEUILS LÉGAUX

Date de franchissement	Mouvement	% du capital	% des droits de vote théoriques	Déclarant
06/01/2022	Baisse	23,64%	33,20%	État
07/03/2022	Baisse	4,83%	3,82%	The Capital Group Companies
03/04/2022	Hausse	23,64%	33,71%	État
14/04/2022	Hausse	5,13%	3,92%	BlackRock
19/04/2022	Baisse	4,93%	3,77%	BlackRock

L'État a franchi le seuil légal du tiers des droits de vote à la baisse le 6 janvier 2022 suite à l'augmentation du nombre total de droits de vote. L'Etat a franchi le seuil légal du tiers (33,33%) des droits de vote à la hausse le 3 avril 2022. Ce franchissement de seuil résulte d'une attribution de 23 888 889 droits de vote double.

The Capital Group Companies, le 7 mars 2022, a franchi à la baisse le seuil légal du vingtième (5%) du capital d'ENGIE. Ce franchissement de seuil résulte d'une cession d'actions ENGIE sur le marché.

Suite à l'acquisition d'actions ENGIE sur marché et à la variation du nombre d'actions détenues à titre de collatéral, BlackRock a franchi le seuil légal du vingtième (5%) des droits de vote à la hausse le 14 avril 2022 puis à la baisse le 19 avril 2022.

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document d'enregistrement universel, seul l'État détient 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 et au décret n°2007-1790 du 20 décembre 2007, 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 à son 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 de l'article 2 du décret n° 2019-1071 du 22 octobre 2019 et de l'article 3 du décret 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 euro par action pour la période allant de 2023 à 2025.

Pour 2022, le Conseil d'Administration a ainsi proposé de distribuer 65% du résultat net récurrent part du Groupe, soit un dividende de 1,40 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 26 avril 2023.

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, tel que repris à l'article 26.2 des statuts d'ENGIE. 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* 2023-2025", 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.

Montant du dividende par action des cinq derniers exercices

Exercice *(actions entièrement libérées)*	**Dividende net par action** *(en euro)*
2017	0,70
2018	1,12
2019 (1)	0
2020	0,53
2021	0,85

(1) 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 la Covid-19.

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

5.4.6 PACTE D'ACTIONNAIRES

À la date du présent document et à la connaissance d'ENGIE, il n'existe aucun pacte d'actionnaires, ni aucun accord dont la mise en œuvre pourrait entrainer un changement de contrôle de la Société.

5.5 CALENDRIER DES COMMUNICATIONS FINANCIÈRES

Publication des résultats annuels 2022 et des ambitions à moyen terme	21 février 2023
Assemblée Générale des actionnaires	26 avril 2023
Publication des résultats du premier trimestre 2023	11 mai 2023
Publication des résultats semestriels 2023	28 juillet 2023

6

INFORMATIONS FINANCIÈRES

6.1 Examen de la situation financière 226
- 6.1.1 Rapport d'activité 226
- 6.1.2 Trésorerie et capitaux 244

6.2 Comptes consolidés 245
- 6.2.1 États financiers consolidés 245
- 6.2.2 Notes aux comptes consolidés 252

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 362

6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2022 369
- 6.4.1 États financiers sociaux 369
- 6.4.2 Notes aux comptes sociaux 373
- 6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 414
- 6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices 415

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 416



6.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE

6.1.1 RAPPORT D'ACTIVITÉ

6.1.1.1 Résultats ENGIE 2022

Résultats financiers ENGIE au 31 décembre 2022

- Progrès significatifs dans l'exécution du plan stratégique.
- Solide performance financière et opérationnelle.
- Proposition d'un dividende de 1,40 euro par action pour 2022.

Faits marquants

- ENGIE joue un rôle essentiel dans la sécurité d'approvisionnement en Europe.
- Contribution aux mesures de politique publique maintenue, par la mobilisation de la trésorerie du Groupe, le paiement de taxes exceptionnelles et la mise en place d'actions d'aide aux clients.
- Avancée significative dans la simplification du Groupe avec 11,0 milliards d'euros de cessions signées ou finalisées.
- 5,5 milliards d'euros d'investissements de croissance, principalement dans les Renouvelables, les Infrastructures et *Energy Solutions*.
- Accélération des Renouvelables avec 3,9 GW de capacités additionnelles en 2022, portant la capacité totale installée à environ 38 GW.
- Poursuite de la sortie du charbon, qui représente 2,6% du portefeuille de production d'électricité centralisée.

Performances financières

- *Guidance* 2022 atteinte avec un RNRpg des activités poursuivies de 5,2 milliards d'euros.
- EBIT de 9,0 milliards d'euros en hausse organique de 43%, grâce à une croissance dans la plupart des activités. Contribution importante des activités de GEMS et Thermique dans des conditions de marché sans précédent, ainsi que des nouvelles capacités pour les Renouvelables.
- Impact des taxes sur les bénéfices exceptionnels de 0,9 milliard d'euros en 2022, principalement en Belgique et en Italie, s'ajoutant aux mécanismes gouvernementaux de partage des bénéfices existants en Belgique et en France (nucléaire et hydro) de 1,1 milliard d'euros.
- Bilan solide et niveau élevé de liquidités avec une amélioration des ratios d'endettement.
- Amélioration du *Cash Flow From Operations* [1], malgré une détérioration du besoin en fonds de roulement liée aux prix de l'énergie.
- Dette financière nette de 24,1 milliards d'euros, en baisse de 1,3 milliard d'euros.
- Proposition d'un dividende 2022 de 1,40 euro par action.

6.1.1.1.1 Chiffres clés au 31 décembre 2022

En milliards d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)* [1]
Chiffre d'affaires	93,9	57,9	+62,2%	+60,4%
EBITDA	13,7	10,6	+29,8%	+27,0%
EBIT	9,0	6,1	+47,2%	+42,7%
Résultat net récurrent des activités poursuivis, part du Groupe	5,2	2,9	+78,4%	+76,2%
Résultat net, part du Groupe	0,2	3,7	-94,1%	-
CAPEX [1]	7,9	6,7	+17,4%	-
Cash Flow From Operations (CFFO)	8,0	6,5	+24,0%	-
Endettement financier net	24,1	-1,3 milliard d'euros par rapport au 31 déc. 2021		
Dette nette économique	38,8	+0,5 milliard d'euros par rapport au 31 déc. 2021		
Dette nette économique/EBITDA	2,8x	-0,8x par rapport au 31 déc. 2021		

(1) Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate) et du schéma de tax equity.

(1) Cash Flow From Operations = Free Cash-Flow avant Capex de maintenance et financement des provisions nucléaires.

6.1.1.1.2 Perspectives et *guidance* 2023-2025

Les objectifs pour les exercices comptables clos les 31 décembre 2023, 2024 et 2025 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 du présent rapport. 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 établis 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 plans à moyen terme décrits dans la Note 13 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes 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 2022 décrites dans les états financiers consolidés.

6.1.1.1.2.1 Hypothèses

- Stratégie : renforcement de l'ambition du Groupe ENGIE de compter parmi les leaders de la transition énergétique et climatique. Son recentrage et sa simplification désormais réalisés, ENGIE s'engage aujourd'hui dans la deuxième étape de son plan stratégique et accélère sa croissance dans la transition énergétique. La réalisation du plan de cession va permettre d'augmenter considérablement les investissements de croissance dans les énergies renouvelables, tant électriques que gazières, et les solutions de décarbonation : 22 à 25 milliards d'euros sur la période 2023-2025, soit une augmentation de 50% par rapport à 2021-2023.
- Pas de changement comptable significatif par rapport à 2022.
- Pas de changement réglementaire et macro-économique majeur par rapport à 2022.
- Conditions climatiques normalisées/moyennes en France.
- Productions hydraulique, éolienne et solaire moyennes.
- Taux de change moyens :
  - €/ USD : 1,08 pour 2023, 1,09 pour 2024 et 1,10 pour 2025 ;
  - €/ BRL : 5,56 sur la période 2023-2025.
- Disponibilité des centrales nucléaires en Belgique : environ 90% en 2023, 92% en 2024 et 94% en 2025 – sur la base de disponibilité telle que publiée sur REMIT au 01/01/2023.
- Contingences pour les activités Nucléaires en Belgique de 0,5 milliard d'euros en 2023, 0,5 milliard d'euros en 2024 et 0,2 milliard d'euros en 2025.
- Prix des matières premières basés sur les prix à terme européens au 30 décembre 2022.
- Volumes et prix couverts pour la production électrique au 30 décembre 2022, en Belgique et en France :
  - 100% à 90 €/MWh pour 2022 ;
  - 74% à 93 €/MWh pour 2023 ;
  - 52% à 120 €/MWh pour 2024 ;
  - 15% à 165 €/MWh pour 2025 ;
  - les prix captés sont indiqués :
    - avant les contributions fiscales spécifiques au nucléaire en Belgique et à l'hydroélectricité de la CNR en France,
    - avant le plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales en Belgique et en France,
    - hors impact du *mark-to-market* de la couverture proxy utilisée pour une partie des volumes nucléaires en Belgique sur la période 2023-2025, qui est volatile et se dénoue historiquement à un niveau proche de zéro à la livraison ;
- Résultat financier net récurrent : de (2,2) – (2,6) milliards d'euros par an entre 2023 et 2025.
- Taux effectif d'impôt récurrent : 23-26% sur 2023-2025.
- Taux d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi : basé sur les conditions du marché au 31 décembre 2022, tel que décrit dans la Note 18 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".
- Revue régulatoire des Infrastructures France en 2024 et 2025.
- Rente inframarginale basée sur les textes légaux en vigueur et les contingences complémentaires.
- Répercussion complète des coûts d'approvisionnement de la fourniture d'énergie BtoC en France.

L'avancée du plan stratégique pose les bases solides qui permettront à ENGIE d'atteindre la neutralité carbone tout en continuant à croître à long terme.

Le Groupe prévoit à moyen terme une croissance principalement portée par les investissements dans les Renouvelables et par l'amélioration des performances d'*Energy Solutions*, ainsi qu'une contribution stable des Infrastructures. GEMS permettra de renforcer le modèle intégré en garantissant la sécurité d'approvisionnement en énergie, l'optimisation et la gestion des risques pour ENGIE et ses clients. En raison de l'arrêt progressif des centrales d'ici 2025 en Belgique, la contribution nucléaire a été exclue de l'indication de l'EBIT.

Hypothèses de prix des commodités en Europe retenues dans la *guidance* pour les volumes *merchant* non couverts : les prix retenus pour la *guidance* 2023-2025 sont basés sur la moyenne des prix à terme en Europe au 31 décembre 2022.

Ainsi, entre 2023 et 2025, ENGIE prévoit :

En milliards d'euros	**Résultats 2023**	**Résultats 2024**	**Résultats 2025**
EBIT excluant le nucléaire	6,6 - 7,6	7,2 - 8,2	7,5 - 8,5
***Guidance* RNRpg**	3,4 - 4,0	3,8 - 4,4	4,1 - 4,7

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.

6.1.1.1.2.2 Présentation des principaux objectifs

Le Groupe s'est fixé comme objectif d'accélérer sa croissance en se concentrant sur la deuxième étape de son plan stratégique.

Montée en puissance des énergies renouvelables

L'accélération des énergies renouvelables est soutenue par un portefeuille de projets équilibré et en pleine expansion. Le Groupe a mis en service 7 GW de capacité renouvelable au cours des deux dernières années, portant ainsi sa capacité totale installée à plus de 38 GW. Malgré les tensions sur la chaîne d'approvisionnement, ENGIE continue d'accélérer sa croissance annuelle moyenne de capacité à 4 GW jusqu'en 2025, puis 6 GW de 2026 à 2030. Cela portera la capacité totale installée à 50 GW en 2025 et à 80 GW en 2030.

Cette ambition est alimentée par un portefeuille de projets en croissance qui s'élevait à 80 GW à la fin de 2022 (contre 56 GW fin 2020) et qui bénéficie d'un très bon équilibre entre l'éolien terrestre, l'éolien en mer et le solaire. Près de la moitié de ce portefeuille est constituée de projets en construction, sécurisés ou à un stade avancé de développement.

Les principales priorités géographiques restent l'Europe, l'Amérique du Nord et l'Amérique latine, tandis que l'énergie éolienne offshore bénéficie d'une couverture géographique plus large.

Au total, ENGIE investira entre 13 et 14 milliards d'euros dans les énergies renouvelables sur la période 2023-2025, dans un portefeuille d'actifs qui aura une exposition limitée au risque de marché.

L'alliance entre la molécule et l'électron au cœur du modèle d'ENGIE pour assurer la flexibilité et la sécurité d'approvisionnement

En tant que détenteur, exploitant et fournisseur d'infrastructures gazières, ENGIE joue un rôle essentiel en Europe. Les infrastructures de gaz (réseaux, capacités de stockage et terminaux méthaniers) ont tenu un rôle fondamental dans la crise énergétique et continueront à le faire dans le cadre de la transition énergétique, en garantissant la sécurité d'approvisionnement et la résilience globale du système. Les réseaux de gaz facilitent également le développement des gaz renouvelables et contribuent ainsi à la décarbonation.

L'activité des réseaux de gaz d'ENGIE est fortement réglementée, ce qui lui confère stabilité et visibilité. Les réseaux d'ENGIE ont toujours fait preuve d'une solide performance opérationnelle et respectent les normes de sécurité les plus élevées. Ils génèrent un *cash-flow* important qui permet au Groupe de maintenir son niveau de sécurité et de fiabilité, et de financer les investissements de croissance tels que l'expansion des gaz renouvelables.

Au total, la base d'actifs régulés (BAR) du Groupe, en France et à l'international, devrait atteindre 39 milliards d'euros en 2025 à comparer à 36 milliards d'euros en 2022.

Un portefeuille équilibré est essentiel pour garantir la flexibilité et l'efficacité du système énergétique. Dans un contexte de forte croissance des énergies renouvelables, ENGIE bénéficie d'un large portefeuille d'actifs de production flexibles et de stockage d'énergie, notamment des centrales à gaz (51 GW) et des centrales de pompage-turbinage (4 GW), qui sont absolument essentiels pour compenser l'intermittence associée à ces énergies renouvelables.

ENGIE continuera d'adapter son parc d'actifs pour apporter plus de flexibilité et d'optionalité au réseau et à son propre portefeuille de production, pour le rendre plus agile, plus efficace et moins intensif en CO_2. Le modèle économique des centrales à gaz évoluera davantage vers des activités de rémunération de capacité et de services ancillaires.

Le Groupe prévoit d'accélérer fortement le stockage par batterie pour compléter sa production au gaz et son stockage par pompage, et a pour objectif ambitieux d'atteindre environ 10 GW de capacité de batteries d'ici 2030, principalement en Europe et aux États-Unis.

Montée en puissance des gaz renouvelables

Le développement des gaz renouvelables s'appuiera sur les infrastructures existantes, contribuant ainsi à la sécurité d'approvisionnement. Le Groupe s'appuiera sur ses réseaux existants pour développer les gaz renouvelables et investira 3,5 milliards d'euros dans les énergies décarbonées d'ici 2030.

Sous l'impulsion des pouvoirs publics et des entreprises engagés sur leurs propres objectifs de décarbonation, le marché du gaz renouvelable et bas-carbone devrait connaître une croissance rapide au cours de la prochaine décennie. ENGIE vise un objectif d'environ 10 TWh de production de biométhane par an à horizon 2030.

ENGIE se concentrera sur la montée en puissance de l'hydrogène bas carbone, qui est un élément clé pour les secteurs difficiles à décarboner et pour lesquels l'électricité n'est pas une option.

ENGIE est au premier plan pour profiter de la croissance soutenue du secteur de l'hydrogène vert en s'appuyant sur ses capacités de pointe en matière de production d'énergie renouvelable et sur son expertise dans la gestion de processus industriels complexes. Au niveau mondial, ENGIE bénéficie également de son expertise en matière d'*energy management* pour commercialiser de l'hydrogène et des e-molécules.

ENGIE s'est fixé des objectifs ambitieux à l'horizon 2030 :

- développer une capacité d'hydrogène vert d'environ 4 GW ;
- disposer de 700 km de réseaux d'hydrogène dédiés et d'une capacité de stockage de 1 TWh ;
- exploiter plus de 100 stations de ravitaillement.

Au total, environ 4 milliards d'euros d'investissements seront consacrés à l'hydrogène sur la période 2023-2030.

Jouer un rôle majeur dans la décarbonation de ses clients, grâce aux infrastructures décentralisées

Energy Solutions est idéalement positionnée pour bénéficier de la croissance du marché, portée par la forte demande des clients pour des solutions décarbonées, leur besoin d'indépendance énergétique, ainsi que par le soutien croissant des pouvoir publics.

Energy Solutions a simplifié son organisation, désormais structurée autour de trois activités : les réseaux locaux d'énergie, la production d'énergie sur site, et les services de performance énergétique.

Les deux premières activités bénéficient de contrats à long terme, proches des contrats d'infrastructure avec des revenus stables et récurrents et des *cash-flows* contractés à long terme, ENGIE investit et exploite des infrastructures selon un modèle économique *asset-based*. En saisissant les opportunités de croissance à long terme, en étant plus sélectives dans le choix des contrats, et en améliorant leur performance opérationnelle, les infrastructures d'énergie décentralisée devraient voir leur EBIT afficher une forte croissance à un chiffre en moyenne par an d'ici 2025.

Dans les services de performance énergétique, la marge d'EBIT devrait augmenter de plus de 200 points de base d'ici 2025 pour atteindre 5%.

ENGIE confirme son objectif d'ajouter 8 GW d'infrastructures d'énergie décentralisées d'ici 2025 (comparé à 2020). Cet objectif se traduit par une croissance des investissements d'environ 3 milliards d'euros sur la période 2023-2025.

S'appuyer sur une connaissance approfondie du marché grâce à GEMS

GEMS se situe au cœur du modèle intégré d'ENGIE. En amont, le rôle de GEMS est de valoriser les différences technologiques, la complémentarité, la flexibilité et l'optionnalité du portefeuille d'actifs d'ENGIE et de ses partenaires. En aval, GEMS fournit aux clients d'ENGIE des services de gestion des risques et des contrats d'approvisionnement en énergie sur mesure.

Sur la période 2023-2025, l'EBIT de GEMS devrait être inférieur à celui de 2022, qui avait atteint un niveau exceptionnel, mais devrait rester supérieur au niveau historique de 2020-2021 en raison de la croissance de l'activité commerciale mais aussi de la complexité des marchés de l'énergie qui devrait perdurer avec un niveau encore élevé attendu d'optionnalité et de volatilité. Enfin, l'EBIT devrait être soutenu par la demande croissante des clients en matière de gestion des risques.

Allocation des capitaux et perspectives financières à moyen-terme

ENGIE prévoit des investissements de croissance de 22 à 25 milliards d'euros en 2023-25, soit une augmentation de 50% par rapport à 2021-23. 40% de ces investissements sont déjà engagés. Ces investissements devraient être répartis de la manière suivante : 55 à 65% pour les énergies renouvelables, 10 à 15% pour les réseaux et 10 à 15% pour *Energy Solutions*. Environ 10% seront consacrés à la montée en puissance des gaz renouvelables et des batteries. L'allocation du capital est basée sur une discipline stricte respectant des critères financiers et ESG stricts. La contribution des nouvelles capacités mises en service à l'EBIT 2023-25 devrait s'élever à 1,5 milliard d'euros.

Le retour sur capitaux employés moyens hors nucléaire devrait bénéficier de cette méthode sélective pour stimuler la création de valeur : le retour sur capitaux employés moyens du Groupe hors nucléaire devrait passer de 6% en 2021 à un niveau compris entre 7 et 9% de manière durable.

Les investissements de maintenance devraient atteindre de 7 à 8 milliards d'euros en 2023-25, dont 50% devraient être alloués aux activités d'infrastructure régulées.

Par ailleurs, environ 9 milliards d'euros seront consacrés au financement des provisions nucléaires belges sur la période 2023-2025.

ENGIE poursuivra ses efforts en matière d'efficacité à travers une maîtrise importante de ses frais généraux et administratifs, en améliorant l'efficacité des fonctions support et en redressant les activités les moins performantes. Le Groupe vise un impact positif de ces mesures sur l'EBIT à hauteur de 600 millions d'euros en 2023-2025.

Principaux facteurs de l'évolution de l'EBIT 2022-2025 par activités

2022	Activités	Facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT par rapport à 2022		2025
EBIT excluant le Nucléaire de 8,0 milliards d'euros	**Renouvelables**	Contribution des investissements, hausse des prix	+ +	**EBIT prévisionnel excluant le Nucléaire de 7,5 milliards d'euros à 8,5 milliards d'euros**
	Infrastructures	Inflation, normalisation des températures, investissements et gestion de portefeuille, examens réglementaires en France	= -	
	Energy Solutions	Contribution des investissements et amélioration de la contribution d'EVBox et amélioration continue de la performance	= +	
	***FlexGen* (ex Thermique)**	Dilution, augmentation des *spreads* et augmentation de la disponibilité du portefeuille d'actifs	=	
	***Retail* (ex Fourniture d'énergie)**	Normalisation des températures, amélioration de la marge, croissance des services BtoC et du portefeuille de clients en électricité.	= +	
	GEMS	Diminution des prix et de la volatilité mais un à niveau toujours élevé	- - -	
	Nucléaire	Hausse des prix, baisse des volumes	= +	

Convention : chaque signe "+" représente c. +500 millions d'euros, chaque signe "-" c. – 500 millions d'euros, chaque signe "=+" une variation entre 0 et +250 millions d'euros, chaque signe "=-" une variation entre -250 à 0 millions d'euros.

6.1.1.1.3 Politique de dividende réaffirmée et proposition d'un dividende de 1,40 euro par action pour 2022

ENGIE s'attache à proposer un dividende croissant et pérenne à ses actionnaires.

Le Conseil d'Administration réaffirme ainsi 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 de 2023 à 2025.

Pour l'année 2022, le Conseil d'Administration propose de distribuer 65% du résultat net récurrent part du Groupe, représentant un dividende de 1,40 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 26 avril 2023.

6.1.1.1.4 ENGIE joue un rôle essentiel dans la sécurité d'approvisionnement et contribue à rendre l'énergie accessible à tous

En tant que propriétaire, opérateur d'infrastructures gazières et fournisseur de gaz, ENGIE joue un rôle essentiel en Europe.

En France, ses activités d'Infrastructures ont affiché un taux d'utilisation record avec des terminaux méthaniers ayant fonctionné pratiquement à pleine capacité, un doublement des volumes d'acheminement de GRTgaz avec notamment un inversement des volumes acheminés de la France vers l'Allemagne et des stockages de gaz remplis à 81% au 31 décembre 2022 contre 53% un an auparavant.

En 2022, ENGIE a contribué à hauteur de 1,1 milliard d'euros aux mécanismes existants de partage des bénéfices pour le nucléaire en Belgique (cadre fiscal spécifique) et l'hydroélectricité en France (CNR).

ENGIE s'est engagé à soutenir le pouvoir d'achat de ses clients avec la mise en place d'une mesure de soutien de 90 millions d'euros pour ses clients particuliers les plus précaires, et d'un fonds de 60 millions d'euros pour ses clients industriels et tertiaires affectés par la hausse des prix de l'énergie. ENGIE a également lancé une plateforme de suivi et de pilotage de la consommation d'énergie permettant à ses clients particuliers et aux PME de réaliser des économies d'énergie.

6.1.1.1.5 ENGIE contribue également aux mesures gouvernementales visant à lutter contre les prix élevés de l'énergie

En France, ENGIE a augmenté la contribution de son fonds de roulement au mécanisme de bouclier tarifaire incluant désormais les Petites et Moyennes Entreprises ainsi que les clients particuliers sous offre de marché (en indexant leurs contrats au tarif réglementé). La plupart des contrats de gaz et d'électricité *BtoC* d'ENGIE bénéficient d'une protection contre la hausse des prix par le biais du bouclier tarifaire ou à travers de prix fixes valables pendant toute la durée du contrat.

Le Groupe soutient la mise en place de tarifs sociaux en Belgique ainsi qu'un mécanisme de plafonnement des prix en Roumanie et au Chili. De plus, le Groupe s'emploie, aux côtés des autorités locales, à fournir un soutien par le biais de facilités de paiement. L'impact global des mesures de paiement différé dans le monde entier est proche de 1,0 milliard d'euros. ENGIE est plus que jamais mobilisé auprès de ses clients pour améliorer leur efficacité énergétique, et ainsi réduire leurs factures d'énergie et leur permettre d'atteindre leurs objectifs de décarbonation.

ENGIE a reconnu l'engagement de ses employés à travers le monde en leur versant une prime exceptionnelle de 1 500 euros, dans un contexte de forte inflation et d'un environnement sans précédent.

6.1.1.1.6 Point sur les propositions de l'Union européenne pour le plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales

En décembre 2022, les gouvernements belge et français, les deux pays européens où ENGIE produit le plus d'électricité, ont adopté de nouvelles mesures législatives pour limiter la rente inframarginale liée au prix de l'électricité.

En Belgique, un plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies inframarginales a été mis en œuvre de manière rétroactive du 1er août 2022 au 30 juin 2023. Une éventuelle prolongation de ce plafonnement devra être évaluée en avril prochain. Les actifs nucléaires d'ENGIE, détenus et exploités à travers sa filiale Electrabel, sont concernés par cette mesure : les revenus normatifs supérieurs à 130 €/MWh sont soumis au nouveau prélèvement incluant un mécanisme limitant une potentielle double imposition avec les taxes nucléaires existantes.

En France, la loi de finances pour 2023 prévoit un plafonnement des recettes issues de la production d'électricité des technologies inframarginales sur une période de dix-huit mois (du 1er juillet 2022 au 31 décembre 2023). Le plafond varie de 40 €/MWh à 175 €/MWh en fonction de la technologie de la production d'électricité. Les recettes excédentaires sont soumises à un taux d'imposition de 90%. Le Groupe ENGIE est principalement impacté au titre de ses droits de tirage sur deux centrales nucléaires d'EDF (Chooz B et Tricastin, 1,2 GW, 9 TWh de production annuelle en considérant un taux de disponibilité de 85%) soumises à un plafond de 90 €/MWh et ses centrales à gaz (capacité de 1,4 GW) soumises à un plafond de 40 €/MWh sur le *clean spark spread*.

En Italie, le gouvernement a promulgué une "contribution extraordinaire de solidarité" sur les sociétés du secteur de l'énergie. Cette dernière est calculée sur une variation de la base taxable à la TVA entre octobre 2021 et avril 2022 par rapport à la même durée un an plus tôt à un taux de 25%. ENGIE a été significativement et négativement impacté en raison d'une méthodologie mal conçue, non représentative des revenus excédentaires sur la période.

L'impact global des taxes exceptionnelles en Europe est proche de 0,9 milliard d'euros en 2022, dont 85% en EBIT et 15% en impôt sur les sociétés.

6.1.1.1.7 Avancée significative dans la mise en œuvre du plan stratégique

Accélération dans les Renouvelables, les Infrastructures et les gaz renouvelables

ENGIE a ajouté 3,9 GW de capacités renouvelables en 2022, dont 1,8 GW d'énergie éolienne terrestre, 1,2 GW d'énergie solaire et 1,0 GW d'énergie éolienne en mer, ce qui porte la capacité installée renouvelable totale à 100% à environ 38 GW à fin 2022. Par géographie, les 3,9 GW sont répartis entre l'Europe pour 2,6 GW (principalement au Royaume-Uni, en Espagne et en France), les États-Unis pour 0,8 GW et l'Amérique latine pour 0,4 GW. Le Groupe est en bonne voie pour atteindre son objectif de 4 GW de capacité additionnelle en moyenne chaque année et ce, jusqu'en 2025. L'ambition du Groupe est soutenue par un *pipeline* de 80 GW à fin décembre 2022, en hausse de 14 GW par rapport à décembre 2021.

Ocean Winds, la *joint-venture* d'ENGIE et d'EDPR dédiée à l'éolien en mer, poursuit sa forte croissance. En décembre 2022, Ocean Winds a remporté une zone pour un site d'éolien en mer flottant d'une capacité de 2 GW en Californie. En 2022, le Groupe a soutenu ses clients dans leurs efforts de décarbonation avec la signature de 2 GW de contrats d'achat d'électricité verts (PPA).

Energy Solutions a remporté des contrats majeurs dans les réseaux urbains de chaleur et de froid, et dans la mobilité verte en 2022, dont 12 000 points de recharge de véhicules électriques, principalement en Belgique et à Singapour. Au cours de l'année 2022, 1 GW environ de capacité nette installée a été ajoutée dans les infrastructures énergétiques distribuées.

Au Brésil, l'intégration des activités d'exploitation-maintenance de TAG a été accomplie avec succès et les deux lignes de transport d'électricité, Gralha Azul et Novo Estado, sont maintenant sur le point d'être entièrement finalisées.

ENGIE continue sa progression dans le domaine des gaz renouvelables : 492 unités de production de biométhane, représentant une capacité de production annuelle pouvant atteindre 8,3 TWh, sont raccordées aux réseaux d'ENGIE en France. En ce qui concerne l'hydrogène, la Commission européenne a approuvé une aide publique pouvant atteindre 5 milliards d'euros. Dans ce cadre, les cinq projets qu'ENGIE a présenté en Belgique, en France, aux Pays-Bas et en Espagne, ont tous été retenus.

Simplification et recentrage

L'objectif du plan de cession d'au moins 11 milliards d'euros à fin 2023 est atteint avec 11 milliards d'euros désormais conclus ou signés. EQUANS étant le principal contributeur.

Sur le plan du recentrage géographique, le Groupe opérera dans 31 pays, contre 70 pays en 2018, une fois tous les accords de sortie déjà engagés signés. ENGIE est sorti de sept pays dans le cadre de la cession d'EQUANS et prévoit de ramener sa présence géographique à moins de 30 pays d'ici 2023.

Allocation de capital rigoureuse

Les investissements au cours de l'exercice 2022 se sont élevés à 7,9 milliards d'euros, dont 5,5 milliards d'euros d'investissements de croissance. 58% de ces investissements ont été consacrés aux Renouvelables, 20% aux Infrastructures et 13% aux activités d'*Energy Solutions*, en ligne avec les priorités stratégiques d'ENGIE.

Plan de performance

Dans un contexte de forte inflation, ENGIE a maintenu sa dynamique d'amélioration de la performance et est en passe d'atteindre son objectif à trois ans, avec une contribution nette de l'EBIT en 2022 de 0,4 milliard d'euros.

6.1.1.1.8 Point sur les actifs nucléaires en Belgique

Conformément au plan de sortie du nucléaire en Belgique, le réacteur Doel 3 a été arrêté en septembre 2022 et le réacteur Tihange 2 a été arrêté en février 2023.

En janvier 2023, ENGIE et le gouvernement fédéral belge ont fixé un cadre pour l'extension des réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3, en signant l'accord *Heads of Terms and Commencement of LTO Studies* qui s'appuie sur la lettre d'intention signée le 21 juillet 2022, dont l'objectif est de prolonger la durée de vie opérationnelle des deux réacteurs de dix ans, pour une capacité de production totale de 2 GW.

Cet accord de principe précise certaines modalités dont la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées détenues à parité par l'État belge et ENGIE. Il définit le cadre d'un plafonnement des coûts futurs de gestion des déchets nucléaires et il détermine un ensemble de garanties pour assurer la bonne exécution des engagements de l'exploitant nucléaire. Par cet accord, les deux parties confirment leur objectif de mettre en œuvre leurs meilleurs efforts pour redémarrer en novembre 2026 les unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3.

Par ailleurs, en décembre 2022, ENGIE a été informé de la décision de la CPN concernant la réévaluation triennale des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires belges et la gestion de l'aval du cycle du combustible usé. La CPN entend augmenter fortement les provisions de 3,3 milliards d'euros, dont une augmentation de 2,9 milliards d'euros pour celles portées par Synatom et de 0,4 milliard pour celles portées par Electrabel. L'augmentation des provisions proposées par ENGIE était de 0,9 milliard d'euros, par rapport aux 2,9 milliards d'euros proposés par la CPN. ENGIE considère cette hausse de 2,9 milliards d'euros injustifiée et a soumis une proposition ajustée à la CPN.

6.1.1.1.9 ESG

Progrès réalisés sur les objectifs clés ESG

En 2022, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie ont été réduites de 60 millions de tonnes, une baisse de 44% par rapport à 2017, en ligne avec l'objectif de 43 millions de tonnes d'ici 2030. Les résultats de 2022 ont été positivement impactés par les conditions météorologiques et un taux d'utilisation plus faible de nos centrales à gaz à cycle combiné.

ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, passant de 34% à fin 2021 à 38% à fin 2022, avec l'ajout de 3,9 GW de capacité renouvelables au cours de l'année.

ENGIE continue sa progression dans la sortie du charbon avec la signature en septembre 2022 de la cession de Pampa Sul au Brésil et de la fermeture de Tocopilla au Chili, qui représentaient une capacité installée totale de 0,6 GW. Le Groupe s'est engagé à sortir de tous les actifs charbon en Europe d'ici 2025 et du monde d'ici 2027, comprenant la production de charbon pour les réseaux urbains de chaleur et de froid. A fin 2022, le charbon représentait 2,6% du portefeuille de production d'électricité centralisée d'ENGIE.

Sur les enjeux de diversité, ENGIE comptait 30% de femmes au sein du management à fin 2022. Le Groupe met en œuvre des plans d'actions afin d'atteindre son objectif de parité managériale de 40% à 60% entre les hommes et les femmes.

6.1.1.1.10 Santé et sécurité

En 2022, le Groupe ENGIE et ses sous-traitants ont malheureusement déploré plusieurs accidents graves du travail, dont quatre mortels, notamment sur des chantiers de construction. Une réponse coordonnée à l'échelle du Groupe et un plan d'actions complet continuent d'être implémentés par les équipes dirigeantes d'ENGIE afin de réévaluer toutes les normes et procédures de sécurité pour l'ensemble de ses activités et de ses géographies. L'objectif est de répondre aux standards les plus élevés pour le Groupe et ses sous-traitants.

6.1.1.1.11 Revue des données au 31 décembre 2022

6.1.1.1.11.1 Chiffre d'affaires

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 93,3 milliards d'euros, en hausse de 62,2% en brut et 60,4% en organique.

Chiffre d'affaires contributif, après élimination des opérations intragroupe

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Renouvelables	6 216	3 653	+70,1%	+58,3%
Infrastructures	6 961	6 700	+3,9%	+2,9%
Energy Solutions	11 552	9 926	+16,4%	+21,1%
Thermique	7 129	4 089	+74,3%	+62,6%
Fourniture d'énergie	16 810	10 396	+61,7%	+61,3%
Nucléaire	35	56	-37,7%	-37,7%
Autres	45 163	23 046	+96,0%	+92,6%
Dont GEMS	*45 137*	*22 870*	*+97,4%*	*+92,7%*
TOTAL	**93 865**	**57 866**	**+62,2%**	**+60,4%**

Le chiffre d'affaires des **Renouvelables** s'est élevé à 6 216 millions d'euros, en hausse de 70,1% en brut et de 58,3% en organique. La croissance brute est principalement liée à des effets de change favorables provenant principalement de l'appréciation du real brésilien par rapport à l'euro. L'augmentation du chiffre d'affaires organique est principalement due aux capacités ajoutées et à la hausse des prix de l'hydro en France.

Le chiffre d'affaires des **Infrastructures** s'est élevé à 6 961 millions d'euros, en hausse de 3,9% en brut et de 2,9% en organique. L'augmentation brute s'explique par des effets de changes favorables principalement en Amérique latine et à l'effet de périmètre lié aux cessions de la Turquie et de l'Argentine. Le chiffre d'affaires des Infrastructures en France a augmenté grâce à une hausse significative des volumes transportés, notamment avec des flux inversés ouest-est exceptionnels, les terminaux méthaniers ainsi que les activités de stockage reflétant les opérations pour compte propre (au Royaume-Uni) ont compensé la baisse des volumes dans la distribution et l'évolution attendue des tarifs. Pour les Infrastructures hors de France, le chiffre d'affaires a augmenté en organique, notamment en Amérique latine, avec des volumes distribués plus importants. La baisse des revenus au Brésil reflète la diminution des revenus de construction à la suite de la mise en service progressive des lignes de transmission.

Le chiffre d'affaires des activités d'***Energy Solutions*** s'est élevé à 11 552 millions d'euros, en hausse de 16,4% en brut et de 21,1% en organique. L'augmentation brute comprend un effet de change positif, notamment lié au dollar américain et à des effets de périmètre. En organique, le chiffre d'affaires en France a augmenté de manière significative sur toutes les activités : services de performance énergétique, réseaux locaux d'énergie et production d'énergie sur site. Les activités internationales ont également augmenté de manière significative lié aux prix des commodités dans toutes les zones géographiques.

Le chiffre d'affaires des activités **Thermiques** s'est élevé à 7 129 millions d'euros, en hausse de 74,3% en brut et de 62,6% en organique. L'augmentation brute a bénéficié d'effets de change positifs principalement au Chili, au Pérou et au Pakistan. La performance organique est principalement liée à un niveau de *spread* exceptionnel et une augmentation des services ancillaires en Europe. Les activités sur le continent américain affichent une croissance positive grâce à l'indexation des contrats long-terme de vente d'électricité dans un contexte de hausse des prix des commodités et de l'inflation.

Le chiffre d'affaires des activités de **Fourniture d'énergie** s'est élevé à 16 810 millions d'euros, en hausse de 61,7% en brut et de 61,3% en organique. L'augmentation brute est principalement due à la hausse des effets de change favorables. L'augmentation organique est liée à la hausse des prix des commodités, compensée par un effet volume négatif principalement dû à des températures plus chaudes.

Le chiffre d'affaires du **Nucléaire** est 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'élève à 45 163 millions d'euros. L'augmentation par rapport à 2021 est principalement due à GEMS (+45 137 millions d'euros), notamment impacté par l'augmentation des prix des commodités combinée à une croissance des volumes.

6.1.1.1.11.2 EBITDA

L'**EBITDA** s'est établi à 13,7 milliards d'euros, en hausse de 29,8% en brut et 27,0% 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. 2022
Renouvelables	535	370	1 003	313	17	(35)	2 202
Infrastructures	3 396	96	731	(3)	-	(8)	4 212
Energy Solutions	605	240	(2)	34	70	(69)	879
Thermique	-	1 475	295	47	436	(17)	2 235
Fourniture d'énergie	(8)	199	6	-	70	(9)	258
Nucléaire	-	1 510	-	-	-	-	1 510
Autres	-	(16)	1	(1)	-	2 433	2 417
Dont GEMS						*2 837*	*2 837*
TOTAL EBITDA	**4 528**	**3 875**	**2 033**	**390**	**592**	**2 295**	**13 713**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	462	172	1 016	86	12	(47)	1 702
Infrastructures	3 518	121	470	-	18	(7)	4 121
Energy Solutions	592	215	(3)	60	41	(119)	786
Thermique	-	743	424	43	448	(30)	1 628
Fourniture d'énergie	356	114	-	-	48	(20)	498
Nucléaire	-	1 403	-	-	-	-	1 403
Autres	-	2	1	10	-	412	426
Dont GEMS						*679*	*679*
TOTAL EBITDA	**4 928**	**2 770**	**1 908**	**199**	**568**	**190**	**10 563**

6.1.1.1.11.3 EBIT

L'**EBIT** est ressorti à 9,0 milliards d'euros, en hausse de 47,2% en brut et 42,7% en organique.

- Taux de change : un effet global positif de 325 millions d'euros sur l'EBIT, principalement lié à l'appréciation du real brésilien et du dollar américain.
- Variation du périmètre : un effet de périmètre négatif net de 115 millions d'euros sur l'EBIT, principalement lié à des évènements survenus en 2021. Il s'agit notamment de la vente partielle d'actions de GTT qui a conduit à un changement de méthode de consolidation, des ventes d'actifs réalisées dans le cadre de la rationalisation géographique et de la sortie du charbon du Groupe. Ces effets n'ont été que partiellement compensés par l'acquisition d'Eolia en Espagne en mai 2022.
- Températures en France : par rapport à la normale, l'effet température normatif est négatif de 190 millions d'euros, générant une variation négative cumulée de 308 millions d'euros par rapport à 2021 dans les Infrastructures, la Fourniture d'énergie et les activités Autres en France.

La croissance de l'EBIT est principalement due à la performance des activités GEMS, Thermique et Renouvelables.

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. 2022
Renouvelables	375	313	796	172	9	(39)	1 627
Infrastructures	1 675	49	658	(3)	-	(8)	2 371
Energy Solutions	311	148	(5)	23	58	(123)	412
Thermique	-	1 278	51	44	417	(22)	1 768
Fourniture d'énergie	(164)	115	6	-	49	(13)	(7)
Nucléaire	-	1 026	-	-	-	-	1 026
Autres	-	(16)	-	(11)	-	1 875	1 848
Dont GEMS	-	-	-	-	-	*2 618*	*2 618*
TOTAL EBIT	**2 197**	**2 913**	**1 506**	**226**	**532**	**1 671**	**9 045**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	273	117	846	(6)	8	(47)	1 191
Infrastructures	1 823	77	403	-	18	(7)	2 314
Energy Solutions	307	132	(5)	48	27	(159)	350
Thermique	-	564	189	41	421	(32)	1 183
Fourniture d'énergie	202	28	-	-	25	(23)	232
Nucléaire	-	959	-	-	-	-	959
Autres	-	2	-	(1)	-	(86)	(85)
Dont GEMS	-	-	-	-	-	*507*	*507*
TOTAL EBIT	**2 605**	**1 880**	**1 433**	**82**	**498**	**(355)**	**6 145**

Contribution des activités à l'EBIT sur 2022

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*	dont effet temp. (France) vs. 2021
Renouvelables	1 627	1 191	+36,6%	+19,1%	-
Infrastructures	2 371	2 314	+2,5%	+0,5%	(197)
Energy Solutions	412	350	+17,7%	+16,6%	-
Thermique	1 768	1 183	+49,4%	+46,6%	-
Fourniture d'énergie	(7)	232			(87)
Nucléaire	1 026	959	+6,9%	+6,9%	-
Autres	1 848	(85)			(24)
Dont GEMS	*2 618*	*507*			*(24)*
TOTAL	**9 045**	**6 145**	**+47,2%**	**+42,7%**	**(308)**
TOTAL EXCLUANT LE NUCLÉAIRE	**8 019**	**5 185**	**+54,7%**	**+49,1%**	**(308)**

Renouvelables : contribution des actifs nouvellement mis en service et amélioration de la productivité

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBIT	1 627	1 191	+36,6%	+19,1%
CAPEX totaux	3 333	1 881	+77,2%	-
CNR – prix captés *(en €/MWh)*	60	56	+7,0%	-
Marges DBSO [1] (contribution EBIT)	102	31		-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Mises en service (GW à 100%)	3,9	3,0	+30,0%	-
Volumes hydro – France (TWh à 100%)	12,8	15,2	-2.4	-

(1) Develop, Build, Share and Operate.

Les activités Renouvelables ont enregistré une croissance organique de l'EBIT de 19,1%, reflétant la contribution de nouvelles capacités dans les principales géographies et technologies du Groupe (+268 millions d'euros), le plan de performance (+87 millions d'euros), un effet volume positif (+69 millions d'euros), principalement lié à l'impact de l'épisode de froid extrême survenu au Texas au premier trimestre 2021 (-90 millions d'euros) et un effet prix positif (+55 millions d'euros, principalement dû à des prix captés plus élevés pour l'hydroélectricité en France, partiellement compensés par des rachats d'hydroélectricité en France et au Portugal dans un contexte de faible hydrologie en Europe). Ces éléments de croissance ont plus que compensé l'effet *one-off* lié à la décision GFOM au Brésil en 2021 (-300 millions d'euros).

Le partage des bénéfices sur la production hydroélectrique de la CNR en France a augmenté en raison des nouvelles modalités de calculs consécutives à l'adoption de la loi "Aménagement du Rhône" en février 2022. Le taux de taxation varie désormais en fonction des prix de l'électricité captés, allant de 10% pour la fraction inférieure à 26,5 €/MWh à 80% pour la fraction supérieure à 80 €/MWh. L'impact sur l'EBIT du Groupe en 2022 s'élève à -176 millions d'euros.

Infrastructures : forte performance en Amérique latine, partiellement compensée par des températures plus chaudes en Europe

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	4 212	4 121	+2,2%	+1,0%
EBIT	2 371	2 314	+2,5%	+0,5%
CAPEX totaux	2 321	2 524	-8,0%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Effet température – France *(EBIT en millions d'euros)*	(122)	75	(197)	-
Compteurs communicants – France *(en millions)*	10,9	9,2	+1,7	-

L'EBIT des activités Infrastructures s'est élevé à 2 371 millions d'euros, en hausse organique de 0,5%.

L'EBIT des Infrastructures en France est en baisse de 148 millions d'euros en raison d'une baisse des volumes distribués liée à des température plus élevées qu'en 2021, ainsi que d'une baisse des revenus tarifaires reflétant les révisions régulatoires dont les effets sont lissés sur la période réglementaire de quatre ans. Ces effets ont été que partiellement compensés par une croissance significative des revenus à court terme dans les terminaux, le stockage ainsi que le transport, y compris les capacités souscrites de la France vers l'Allemagne.

Le Groupe a réalisé de bonnes performances hors de France avec un EBIT en hausse organique de 160 millions d'euros, principalement grâce à une plus forte contribution de l'Amérique latine, portée par une plus forte croissance intrinsèque et l'indexation des revenus.

Energy Solutions : hausse des prix de l'énergie et bonne performance commerciale malgré des températures plus élevées

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	11 552	9 926	+16,4%	+21,1%
EBIT	412	350	+17,7%	+16,6%
CAPEX totaux	886	903	-1,8%	-
Indicateurs de performance opérationnelle			-	-
Cap. Installées infra. Décentralisées *(en GW)*	24,9	24,1 (1)	+3,8%	-
Marge d'EBIT (hors EVBox)	+4,6%	+5,0%	-45 bps	-
Backlog – Concessions en France (en milliards d'euros)	18,4	16,8	+1,6	-

(1) Données retraitées pour exclure les pays dont ENGIE s'est retiré ou a arrêté le développement suite à la rationalisation géographique présentée en mai 2021.

L'EBIT d'*Energy Solutions* s'est établi à 412 millions d'euros, en hausse organique de 16,6%.

La croissance organique a été portée par l'impact positif des prix de l'énergie, l'effet positif du plan de performance dans les services d'efficacité énergétique, la dynamique du marché commercial, notamment dans la cogénération et les réseaux urbains de chaleur et de froid. Elle a également bénéficié de la montée en puissance de la production et des améliorations de processus en cours sur EVBox malgré le ralentissement du rythme de croissance du marché des véhicules électriques. Ces éléments ont été partiellement compensés par des températures plus chaudes et plusieurs *one-off* positifs en 2021 sur la production d'énergie sur site.

Thermique : augmentation des spreads et des services ancillaires grâce aux actifs flexibles en Europe

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	2 235	1 628	+37,3%	+33,7%
EBIT	1 768	1 183	+49,4%	+46,6%
Indicateurs de performance opérationnelle				
CS moyen capté – Europe *(en €/MWh)*	28	19	+50%	-
Capacité installée *(en GW)*	59,5	59,9	(0,4)	-

L'EBIT des activités thermiques s'est élevé à 1 768 millions d'euros, en hausse organique de 46,6%.

La croissance organique s'explique principalement par un effet prix (+992 millions d'euros, liés à des *spreads* captés plus élevés pour les actifs européens, partiellement compensé par l'impact négatif de l'augmentation des prix des combustibles d'approvisionnement au Chili, ainsi qu'une position gaz défavorable en Australie) et par une plus forte contribution des services ancillaires et des mécanismes de rémunération (+175 millions d'euros). Ces effets ont été partiellement compensés par la baisse des volumes (-440 millions d'euros), principalement en Europe, liée à des pannes et plusieurs grèves ainsi que par la taxe sur les bénéfices exceptionnels en Italie que conteste ENGIE.

Fourniture d'énergie : effets timing négatifs, température plus élevée en Europe, plafonnement des prix et mesures de soutien

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	258	498	-48,2%	-47,3%
EBIT	(7)	232	-	-
Effet température, normatif – France (EBIT)	(53)	34	(87)	-

L'EBIT des activités de fourniture d'Énergie s'est élevé à -7 millions d'euros. Sur le plan organique, la diminution (-230 millions d'euros) est principalement due à un effet prix négatif en France et à des mesures de soutien aux ménages, partiellement compensée par des revenus plus élevés dans la plupart des autres pays. L'EBIT a diminué de 626 millions d'euros au cours du quatrième trimestre, principalement en raison de l'inversion attendue des effets timing principalement liés au mécanisme ARENH existant et des effets climat négatifs.

Nucléaire : des prix plus élevés conduisant à un partage des bénéfices plus élevé avec la taxe nucléaire belge et le plafonnement de la rente inframarginale

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	1 510	1 403	+7,6%	+7,6%
EBIT	1 026	959	+6,9%	+6,9%
CAPEX totaux	229	201	+14,2%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production (BE + FR, proport, TWh)	42,1	47,4	-5,4 TWh	-
Disponibilité (Belgique, à 100%)	83,6%	91,8%	-820 bps	-

L'EBIT du Nucléaire s'est élevé à 1 026 millions d'euros, en hausse de 6,9% en organique.

Cette hausse s'explique par des prix captés plus élevés (+1 694 millions d'euros, à 97 €/MWh en 2022 contre 60 €/MWh en 2021), ce qui a entraîné une augmentation de la contribution à la taxe nucléaire sur les réacteurs de deuxième génération (-759 millions d'euros) et du plafond des recettes issues de la production d'électricité des technologies inframarginales (-376 millions d'euros). L'EBIT a par ailleurs été pénalisé par un effet volume négatif (-494 millions d'euros) dû à des indisponibilités plus importantes en Belgique (taux de disponibilité de 83,6%, contre 91,8% en 2021) et en France.

Activités "Autres" : forte contribution de GEMS dans des conditions de marché sans précédent

L'EBIT de GEMS s'est élevé à 2 618 millions d'euros, soit une augmentation organique de 2 087 millions d'euros par rapport à 2021.

En tant qu'acteur intégré, ENGIE opère sur les marchés de l'énergie par le biais de GEMS. Il s'approvisionne en énergie, commercialise sa propre production et couvre ses positions en amont et en aval pour répondre aux besoins de ses clients en matière de gestion des risques et de décarbonation, et de sécurité d'approvisionnement en Europe. GEMS a connu un niveau d'activité record sur l'ensemble de ses segments dans un environnement de prix et de volatilité exceptionnellement élevés. GEMS a également continué à bénéficier des optionnalités inhérentes à ses contrats commerciaux, en optimisant en particulier les contrats long terme.

6.1.1.1.11.4 Analyse de la croissance organique en base comparable

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation brute/organique *(en %)*
Chiffres d'affaires	**93 865**	**57 866**	**+62,2%**
Effet périmètre	(21)	(807)	-
Effet change	-	1 462	-
Données comparables	**93 844**	**58 523**	**+60,4%**

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation brute/organique *(en %)*
EBITDA	**13 713**	**10 563**	**+29,8%**
Effet périmètre	(48)	(219)	-
Effet change	-	418	-
Données comparables	**13 665**	**10 762**	**+27,0%**

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation brute/organique *(en %)*
EBIT	**9 045**	**6 145**	**+47,2%**
Effet périmètre	(47)	(163)	-
Effet change	-	325	-
Données comparables	**8 998**	**6 307**	**+42,7%**

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. 2022	31 déc. 2021	Variation brute *(en %)*
EBIT	**9 045**	**6 145**	**+47,2%**
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(3 661)	721	
(+) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(17)	50	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**5 367**	**6 916**	**-22,4%**
Pertes de valeur	(2 774)	(1 028)	
Restructurations	(230)	(204)	
Effets de périmètre	91	1 107	
Autres éléments non récurrents	(1 328)	(69)	
Résultat des activités opérationnelles	**1 127**	**6 722**	**-83,2%**
Résultat financier	(3 003)	(1 350)	
Impôts sur les bénéfices	83	(1 695)	
RÉSULTAT NET	**390**	**3 758**	**-89,6%**
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	**5 223**	**2 927**	
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**2,24**	**1,26**	
Résultat net part du Groupe	**216**	**3 661**	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**173**	**97**	

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. 2022	31 déc. 2021
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	**5 223**	**2 927**
Pertes de valeur et autres	(1 494)	(970)
Restructurations	(230)	(204)
Effets de périmètre	91	1 107
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(3 661)	721
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe	287	231
Résultat net part du Groupe	**216**	**3 582**

Le **résultat des activités opérationnelles (RAO)** s'établit à 1 127 millions d'euros, en baisse par rapport au 31 décembre 2021, principalement en raison des résultats latents sur instruments financiers de couverture de matières premières portés par l'augmentation des prix des commodités notamment sur certaines positions de couverture économique gaz et électricité non documentées en couverture de flux de trésorerie, de pertes de valeur plus importantes, de moindres gains enregistrés sur des cessions d'actifs, de la comptabilisation de coûts additionnels liés à la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique, partiellement compensés par la croissance de l'EBIT.

Le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 2 774 millions d'euros (contre 1 028 millions d'euros au 31 décembre 2021) *(cf. Note 9.1)* ;
- des charges de restructuration de 230 millions d'euros (contre 204 millions d'euros au 31 décembre 2021) *(cf. Note 9.2)* ;
- des "Effets de périmètre" pour 91 millions d'euros (contre 1 107 millions d'euros au 31 décembre 2021) comprenant principalement le résultat relatif à la cession de la participation du Groupe dans Gaztransport et Technigaz (GTT) représentant environ 24,6% de son capital social (+280 millions d'euros), d'actifs renouvelables de géothermie en Indonésie (+111 millions d'euros), des activités *Energy Solutions* en Afrique et en France (-127 millions d'euros), et au rachat de parts dans des actifs renouvelables en Inde assorti d'obligations de refinancement prévues en 2023 (-110 millions d'euros) *(cf. Note 9.3)* ;
- d'autres éléments non récurrents de -1 328 millions d'euros (contre -69 millions d'euros au 31 décembre 2021) comprenant principalement la charge nette de -979 millions d'euros liée à l'augmentation de la provision pour gestion de l'aval de cycle du combustible nucléaire dans le cadre de la révision des provisions nucléaires en Belgique *(cf. Note 9.4)*.

Le **résultat financier** s'élève à -3 003 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre -1 350 millions d'euros au 31 décembre 2021 *(cf. Note 10)*. Cette variation résulte principalement de la dépréciation comptabilisée sur le prêt accordé à Nord Stream 2 (-987 millions d'euros) et de l'impact négatif du différentiel de variation de juste valeur des OPCVM détenus par Synatom (-280 millions d'euros). Retraité des éléments non récurrents, le résultat financier s'élève à -1 819 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre -1 494 millions d'euros au 31 décembre 2021. Cette dégradation provient de l'augmentation des autres charges financières, ainsi que de la hausse du coût de la dette nette, notamment en raison de l'augmentation des dettes de location liée à l'extension de la concession de la Compagnie Nationale du Rhône. L'augmentation du coût moyen de la dette brute, principalement en raison de l'augmentation des taux d'intérêt, est compensée par la hausse de la rémunération de la trésorerie et équivalents de trésorerie et des instruments liquides de dette.

Le **produit d'impôt** au 31 décembre 2022 s'établit à +83 millions d'euros (contre une charge d'impôt de -1 695 millions d'euros au 31 décembre 2021). Il comprend un produit d'impôt de 1 474 millions d'euros relatifs à des éléments non récurrents fiscalisés (contre une charge d'impôt de -552 millions d'euros au 31 décembre 2021), principalement des pertes MtM comptabilisées par ENGIE SA.

Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 22,6% à fin décembre 2022 contre 29,3% à fin décembre 2021, principalement en raison de :

- l'évolution favorable de la situation fiscale dans certains pays ne reconnaissant que partiellement leurs actifs d'impôt différé notamment en Europe, aux États-Unis et en Australie – environ -7,6 points ;
- l'effet sur les positions de passifs d'impôt différé de la hausse du taux d'impôt futur sur les résultats votée au Royaume-Uni en 2021 – environ -2,1 points ;
- l'impact défavorable de la non-déductibilité de la contribution fiscale extraordinaire votée en 2022 en Italie et comptabilisée en charges opérationnelles par le Groupe – environ +1,2 point ;
- la contribution exceptionnelle de solidarité votée en 2022 en Italie qui accroît la charge d'impôt sur les résultats – environ +2,1 points.

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 5 223 millions d'euros contre 2 927 millions d'euros au 31 décembre 2021. Cette hausse est principalement due à la forte croissance de l'EBIT, à la baisse du taux effectif d'impôt récurrent de 29,3% à 22,6%, compensée partiellement par la hausse de la charge financière récurrente.

Le **résultat net part du Groupe** est de 216 millions d'euros, en baisse de -3 445 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2021 en raison principalement de pertes de valeurs, de la comptabilisation de coûts additionnels liés à la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique, à l'effet négatif du *mark-to-market* sur les contrats de commodités autres que les instruments de *trading* de la comptabilisation de la perte de crédit sur Nord Stream 2, partiellement compensé par la plus-value réalisée sur la cession d'EQUANS.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à 173 millions d'euros (contre 97 millions d'euros au 31 décembre 2021) en raison de la bonne performance relative des sociétés comptant des actionnaires minoritaires, notamment dans le Renouvelable aux États-Unis et les Infrastructures France.

Le **Retour des Capitaux employés (ROCE)** s'est amélioré au cours de l'année 2022 d'environ 9,1% en 2021 à 12,6% en 2022, principalement grâce à l'amélioration de l'EBIT et la diminution du taux effectif d'impôt.

6.1.1.3 Évolution de l'endettement financier net

L'**endettement financier net** s'est établi à 24,1 milliards d'euros, en baisse de 1,3 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2021.

Cette baisse est liée :

- au *Cash Flow From Operations* de 8,0 milliards d'euros ;
- aux cessions de 9,0 milliards d'euros, principalement liées à la cession d'EQUANS.

Ces effets positifs ont été en partie compensés par :

- les dépenses d'investissements sur la période de 7,9 milliards d'euros ;
- les versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA et aux participations ne donnant pas le contrôle (2,7 milliards d'euros) ;
- les dépenses de démantèlement et financement de la sortie du nucléaire [1] en Belgique de 2,0 milliards d'euros ;
- le droits d'usage de 1,2 milliard d'euros, notamment ceux consécutifs à l'extension de la concession hydroélectrique de la CNR ;
- divers autres éléments, à hauteur de 1,9 milliard d'euros, principalement liés aux effets de change.

(1) Les flux de financement relatifs à Synatom étaient précédemment comptabilisés dans les Capex bruts et les dépenses de gestion des déchets/ démantèlement en CFFO.

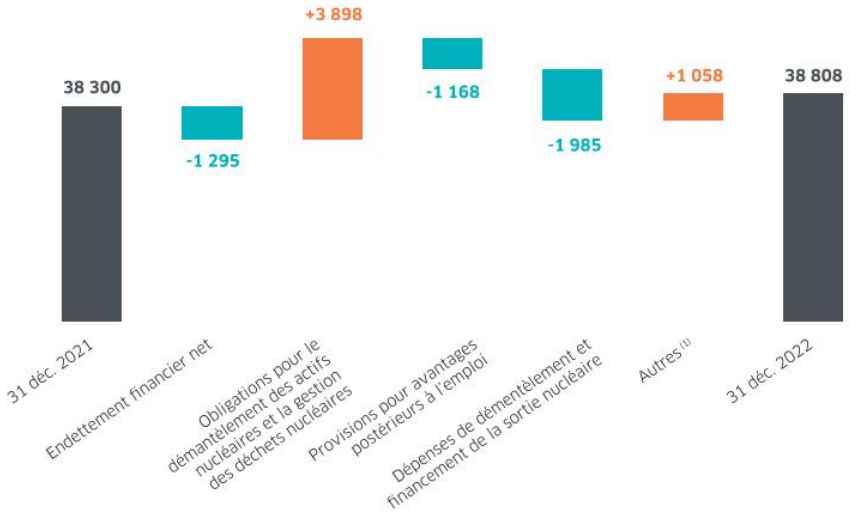
Les mouvements relatifs à l'endettement financier net sont les suivants :
En millions d'euros



(1) *CAPEX nets des produits de cession dans le cadre des activités DBSO, et des variations de périmètre sur l'endettement financier net des entreprises acquises.*
(2) *Principalement liés à l'extension de la concession CNR.*
(3) *Hors produits de cession dans le cadre des activités DBSO.*
(4) *Principalement dérivés et MtM.*

La **dette nette économique** s'est élevée à 38,8 milliards d'euros, en hausse de 0,5 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2021, principalement en raison de l'augmentation des provisions pour démantèlement, remise en état de site et gestion de l'aval du cycle nucléaire (+3,9 milliards d'euros, comprenant principalement l'augmentation des provisions nucléaires de +3,3 milliards d'euros consécutive à la révision triennale) et d'autres variations (+1,1 milliard d'euros qui comprend essentiellement la variation de la juste valeur des actifs dédiés relatifs aux provisions nucléaires et aux investissements financiers dérivés associés). Ces éléments ont été en partie compensés par les investissements de Synatom et les dépenses liées aux déchets/démantèlement (-2,0 milliards d'euros), la diminution de l'endettement financier net (-1,3 milliard d'euros) et des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (-1,2 milliard d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette économique sont les suivants :
En millions d'euros



(1) *Variation de la juste valeur des actifs dédiés relatifs aux provisions nucléaires et des instruments financiers dérivés associés.*

Le **ratio endettement financier net/EBITDA** s'élève à 1,7x, en baisse de 0,6x par rapport au 31 décembre 2021.
Le coût moyen de la dette brute s'est établi à 2,73%, en hausse de 8 points de base par rapport au 31 décembre 2021.

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Endettement financier net	24 054	25 350
EBITDA	13 713	10 563
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	**1,75**	**2,40**

Le **ratio dette nette économique/EBITDA** s'élève à 2,8X, en baisse de 0,8x par rapport au 31 décembre 2021 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Dette nette économique	38 808	38 300
EBITDA	13 713	10 563
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	**2,83**	**3,63**

6.1.1.3.1 *Cash-flow* des opérations (CFFO)

Le ***Cash Flow From Operations*** s'est établi à 8,0 milliards d'euros, en hausse de 1,6 milliard d'euros par rapport à 2021.

Cette augmentation est principalement liée à la hausse des flux de trésorerie d'exploitation (+2,6 milliards d'euros) portée par un EBITDA plus élevé (+3,1 milliards d'euros).

Le besoin en fonds de roulement était négatif de 2,4 milliards d'euros, identique à l'année précédente, avec une variation stable sous l'effet de prix net négatifs (-4,8 milliards d'euros), principalement en raison d'une valorisation plus élevée des stocks de gaz (-1,8 milliard d'euros), des créances nettes (-2,3 milliards d'euros), des volumes de fourniture d'énergie non facturés (-0,5 milliard d'euros, liés à l'énergie en compteur) et du bouclier tarifaire européen (-1,0 milliard d'euros, dû au gel des tarifs du gaz et de l'électricité en France (-1,7 milliard d'euros), du bouclier tarifaire en Roumanie et du tarif social en Belgique (-0,6 milliard d'euros), partiellement compensé par la prise en compte du gel des tarifs du gaz en France (+1,4 milliard d'euros). Ces effets sont compensés par les effets positifs d'appels de marge (+4,0 milliards d'euros) et des activités nucléaires (+1,5 milliard d'euros, principalement la taxe G2, le plafonnement des revenus inframarginaux et la révision du tarif ONDRAF.

6.1.1.3.2 Liquidités

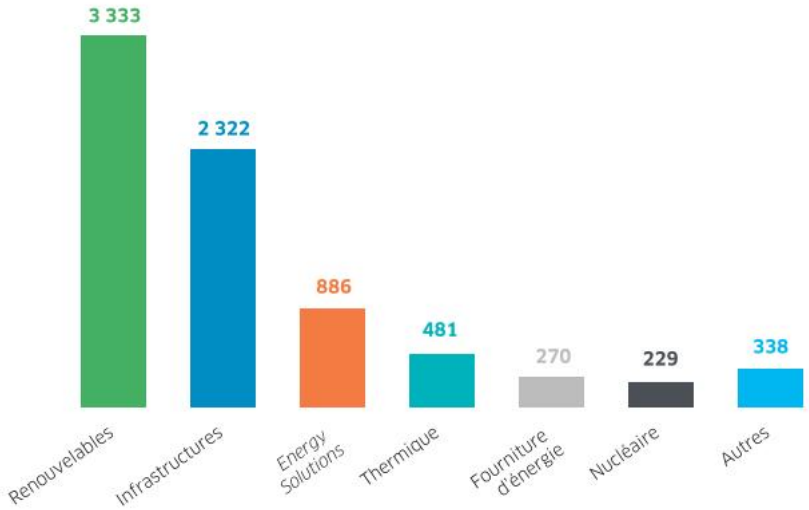
Le niveau de **liquidités** s'est établi à 20,9 milliards d'euros, dont 15,7 milliards d'euros de disponibilités [(1)]. Le Groupe a maintenu un niveau de liquidité élevé, en instaurant des actions spécifiques pour gérer la pression sur les liquidités, générée notamment par les niveaux sans précédent du prix des commodités.

6.1.1.3.3 Investissements nets

Le **total des investissements** s'est élevé à 7,9 milliards d'euros, dont 5,5 milliards d'euros dédié aux investissements de croissance.

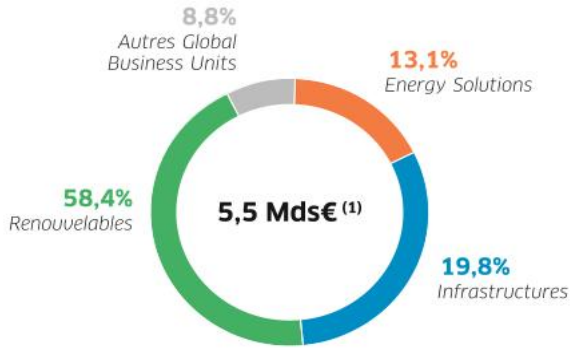
Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) par activité

En millions d'euros



(1) Disponibilités desquelles sont ajoutés les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie, et retranchés les découverts bancaires.

Les **investissements de croissance** s'élèvent à 5,5 milliards d'euros et se détaillent comme suit par activité :



Principaux projets *(en Mds €)*	
Renouvelables	**3,2**
Espagne - Acquisition d'EOLIA Renovables	0,5
États-Unis - Projets Saturn	0,5
Ocean Winds - Injection de liquidités	0,5
États-Unis - Projets Pluto	0,4
Amérique Latine W&S - Brésil, Chili, Pérou et Mexique	0,4
ENGIE Green W&S	0,2
États-Unis - Acquisition de Photosol et Libra BESS	0,1
États-Unis - Projet Mercury	-0,6
Infrastructures	**1,1**
GRDF - Compteurs intelligents + développement des réseaux	0,4
Brésil -Lignes de transmission d'électricité	0,1
GRTGaz	0,1
Energy Solutions	**0,7**
Divers projets en France (principalement infrastructures énergétiques de distribution)	0,2
Divers projets à l'international (principalement solaire aux États-Unis, réseaux de froid et chaleur en Europe et performance)	0,2

(1) Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate), du schéma de tax equity et incluant la dette nette acquise.

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.2022
Renouvelables	361	1 094	876	648	214	10	3 202
Infrastructures	779	63	245	-	-	-	1 087
Solutions Clients	354	122	19	66	75	80	716
Thermique	-	181	9	34	(9)	6	220
Supply	62	42	-	-	7	63	174
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	4	-	-	-	80	85
Dont GEMS	-	-	-	-	-	63	63
TOTAL CAPEX	**1 556**	**1 506**	**1 148**	**748**	**287**	**240**	**5 485**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021 (1) (2)
Renouvelables	244	224	462	767	183	2	1 881
Infrastructures	812	68	440	-	-	-	1 320
Solutions Clients	209	118	15	305	29	40	715
Thermique	-	8	26	-	(52)	1	(17)
Supply	74	46	-	-	11	24	154
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	4	-	(1)	-	218	221
Dont GEMS	-	-	-	-	-	(31)	(31)
TOTAL CAPEX	**1 338**	**468**	**942**	**1 071**	**171**	**285**	**4 275**

(1) Les investissements de croissance incluent désormais les variations de périmètre sur l'endettement financier net des entreprises acquises. Les données au 31 décembre 2021 ont été retraitées en conséquence.

(2) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts corporate entre les métiers.

Les **investissements nets** de la période s'élèvent à 0,2 milliard d'euros et comprennent :

- des investissements de croissance pour 5,5 milliards d'euros (cf. ci-dessus) ;
- des investissements de maintenance bruts pour 2,4 milliards d'euros ;
- des nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location enregistrés sur la période pour 1,2 milliard d'euros ;
- des effets de la réduction de la dette nette financière comptabilisée selon IFRS 5 en Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées pour -0,9 milliard d'euros ;
- des cessions représentant un montant de 7,9 milliards d'euros.

6.1.1.3.4 Dividendes et mouvements sur capitaux

Les dividendes et mouvements sur capitaux s'élèvent à 3,1 milliards d'euros et comprennent le versement en mai du dividende d'ENGIE au titre de l'exercice 2021 pour 2,1 milliards d'euros, les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 0,5 milliard d'euros, le rachat des dettes hybrides et le paiement des coupons pour 0,5 milliard d'euros, les mouvements de capital liés au plan mondial d'actionnariat salarié dénommé "Link 2022" pour 0,1 milliard d'euros.

6.1.1.3.5 Endettement financier net au 31 décembre 2022

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 2022.

L'endettement financier net est libellé à 90% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 12,5 ans.

Au 31 décembre 2022, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,5 milliards d'euros.

6.1.1.3.6 *Rating*

Le 17 août 2022, 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.

Le 1er septembre 2022, Moody's a confirmé sa note Baa1/P-2 pour les engagements financiers non garantis de premier rang, avec une perspective stable.

Le 19 octobre 2022, Fitch a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à A- et a confirmé sa notation court terme F1, avec une perspective stable.

6.1.1.4 Autres postes de l'état de la situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021	Variation nette
Actifs non courants	**131 521**	**117 418**	**14 102**
Dont goodwill	*12 854*	*12 799*	*55*
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	*62 853*	*57 863*	*4 990*
Dont instruments financiers dérivés	*33 134*	*25 616*	*7 517*
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	*9 279*	*8 498*	*780*
Actifs courants	**103 969**	**107 915**	**(3 946)**
Dont créances commerciales et autres débiteurs	*31 310*	*32 556*	*(1 245)*
Dont instruments financiers dérivés	*15 252*	*19 373*	*(4 120)*
Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	*428*	*11 881*	*(11 452)*
Capitaux propres	**39 285**	**41 980**	**(2 695)**
Provisions	27 027	25 459	1 568
Dettes financières	40 591	41 048	(457)
Instruments financiers dérivés	51 276	46 931	4 346
Autres passifs	77 311	69 916	7 395
Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	*371*	*7 415*	*(7 045)*

Les **immobilisations (corporelles et incorporelles nettes)** s'établissent à 62,9 milliards d'euros, en hausse de 5,0 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2021. Cette variation résulte pour l'essentiel des investissements de la période (+8,7 milliards d'euros), des écarts de conversion (+1,0 milliard d'euros principalement lié à l'appréciation du dollar américain et du réal brésilien), partiellement compensés par des amortissements (-4,6 milliards d'euros) et des pertes de valeur (-2,3 milliards d'euros).

Les ***goodwill*** s'établissent à 12,9 milliards d'euros, stable par rapport au 31 décembre 2021.

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** augmentent de 0,8 milliard d'euros notamment dû à l'acquisition d'Eolia Renovables *(cf. Note 4.3)*.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 39,3 milliards d'euros, en baisse de 2,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2021. Cette baisse provient essentiellement des dividendes distribués (-2,6 milliards d'euros), des opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée (-0,5 milliard d'euros) et des autres éléments du résultat global (-0,2 milliard d'euros dont -4,7 milliards d'euros au titre des couvertures de flux de trésorerie sur matières premières, +2,7 milliards d'euros de pertes et gains actuariels, 0,9 milliard d'euros de quote-part des entreprises mises en équivalence et 0,8 milliard d'euros d'écarts de conversion) compensés par le résultat net de la période (+0,4 milliard d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 27,0 milliards d'euros, en hausse de 1,6 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2021. Cette hausse provient principalement de la hausse des provisions pour démantèlement des installations nucléaires et gestion de l'aval du cycle nucléaire Synatom *(cf. Note 17)*, partiellement compensée par des gains actuariels sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme (-2,8 milliards d'euros) dus à la forte hausse des taux d'actualisation sur la période *(cf. Note 18)*.

La variation à la hausse des **instruments financiers dérivés** s'explique principalement par la volatilité extrême du prix des matières premières sur l'exercice.

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 rapportent uniquement à une centrale thermique au Brésil, suite à la cession d'EQUANS en octobre 2022.

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 2022, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 68 500 millions d'euros, en forte croissance par rapport à 2021 (36 224 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 1 051 millions d'euros au 31 décembre 2022, en amélioration de 1 897 millions d'euros par rapport à l'exercice 2021 où il était de -846 millions d'euros. La marge énergie se dégrade de 152 millions d'euros.

Le résultat financier est de 1 786 millions d'euros, en hausse de 1 405 millions d'euros par rapport à 2021 en raison principalement d'une hausse des dividendes reçus.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel, négatif de 1 461 millions d'euros, principalement constitué des variations de valeurs des titres de participation (dont Electrabel) et de plus-value de cession de titres (dont Gaztransport & Technigaz).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 321 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 474 millions d'euros à la clôture précédente) incluant un produit d'intégration fiscale de 253 millions d'euros.

Le résultat net ressort à +1 697 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 31 117 millions d'euros contre 31 211 millions d'euros à fin 2021, soit une légère baisse de 94 millions d'euros liée au résultat de l'exercice 2022 (1 697 millions d'euros) et au paiement du dividende 2021 pour un montant de 2 093 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, les dettes financières ressortent à 40 885 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 16 809 millions d'euros (dont 10 105 millions d'euros de comptes courants des filiales).

Informations relatives aux délais de paiement

En application des articles L441-14 et D441-6 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 aux articles L441-10 à L441-16 du Code de commerce

	Articles L441-10 à L441-16 : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Articles L441-10 à L441-16 : 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	-					46 998						4 221 959
Montant total des factures concernées TTC	-	53,7	130,1	8,0	799,8	991,5		287,8	147,1	208,3	918,5	1 561,8
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,06%	0,16%	0,01%	0,96%	1,19%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice								0,36%	0,18%	0,26%	1,14%	1,93%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						540						542
Montant total des factures exclues						(6,9)						0,8
(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 2022 s'élève à 36,8 milliards d'euros. Celui-ci est en baisse par rapport à fin 2021. Il se compose principalement de financements obligataires pour 23,6 milliards d'euros et d'emprunts bancaires pour un montant de 5,5 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 0,4 milliard d'euros. Les emprunts à court terme (titres négociables à court terme) représentent 20% de la dette brute totale à fin 2022.

84% 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 21,0 milliards d'euros à fin 2022. Hors coût amorti et après impact change des dérivés, la

dette nette est exprimée à 66% en euros, 16% en dollars américains et 13% en real brésiliens à fin 2022.

Après impact des dérivés, 90% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 2,73%. La durée moyenne de la dette nette est de 12,5 ans à fin 2022.

La Note 11 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux" décrit les principaux contrats portés par ENGIE SA.

6.1.2.1.2 Principales opérations de l'année 2022

La Note 14.3.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" décrit les principales opérations de l'année 2022 impactant l'endettement financier net.

Dans le contexte de volatilité accrue des marchés des commodités, le Groupe a conclu en mars 2022 une ligne de crédit bilatérale de 1,5 milliard d'euros avec prélèvement versé le jour du tirage (*swingline*). Cette ligne est échue en octobre.

En novembre 2022, le Groupe a exercé son option d'extension de ligne de crédit syndiquée de 4 milliards d'euros conclue en décembre 2021, portant ainsi sa maturité actuelle au 17 décembre 2027. Le Groupe dispose encore d'une option d'extension d'un an pour cette ligne.

6.1.2.1.3 Notations

ENGIE a des notations sollicitées par Standard & Poor's, Moody's et Fitch.

En avril 2022, S&P a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à BBB+/A-2, avec perspective stable.

En septembre 2022, Moody's a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à -Baa1/P-2, avec perspective stable.

En septembre 2022, 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 2022, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,5 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 10% du total de ces lignes centralisées. À fin 2022, 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 2022 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 3,4 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2023. Ce total n'intègre pas les titres négociables à court terme de 7.4 milliards d'euros arrivant à maturité. Le Groupe a par ailleurs une trésorerie de 15.7 milliards d'euros au 31 décembre 2022 (nette des découverts bancaires). Il a également un montant de 12.5 milliards d'euros de lignes disponibles dont 1.3 milliard d'euros à échéance 2023. 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. 2022	31 déc. 2021
CHIFFRE D'AFFAIRES	**6.2 & 7**	**93 865**	**57 866**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	8.1	(74 535)	(38 861)
Charges de personnel	8.2	(8 078)	(7 692)
Amortissements, dépréciations et provisions	8.3	(5 187)	(4 840)
Impôts et taxes	8.4	(3 380)	(1 479)
Autres produits opérationnels		1 624	1 122
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel		**4 309**	**6 116**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.2	1 059	800
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		**5 367**	**6 916**
Pertes de valeur	9.1	(2 774)	(1 028)
Restructurations	9.2	(230)	(204)
Effets de périmètre	9.3	91	1 107
Autres éléments non récurrents	9.4	(1 328)	(69)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**9**	**1 127**	**6 722**
Charges financières		(3 700)	(2 061)
Produits financiers		697	711
RÉSULTAT FINANCIER	**10**	**(3 003)**	**(1 350)**
Impôt sur les bénéfices	11	83	(1 695)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(1 793)**	**3 678**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**2 183**	**80**
RÉSULTAT NET		**390**	**3 758**
Résultat net part du Groupe		216	3 661
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe		*(1 965)*	*3 582*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe		*2 182*	*79*
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		173	97
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		*172*	*96*
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		*1*	*1*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION *(EUROS)*	**12**	**0,08**	**1,46**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action		*(0,84)*	*1,43*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action		*0,93*	*0,03*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ *(EUROS)*	**12**	**0,08**	**1,46**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué		*(0,84)*	*1,42*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué		*0,93*	*0,03*

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 du résultat global

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
RÉSULTAT NET		**390**	**3 758**
Instruments de dette	14.1	(378)	(21)
Couverture d'investissement net	15	(15)	(215)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	15	938	511
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	15	(4 719)	3 980
Impôts différés sur éléments recyclables ou recyclés		951	(1 333)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		871	270
Écarts de conversion		848	909
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		(118)	114
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		**(1 622)**	**4 215**
Instruments de capitaux propres	14.1	(685)	159
Pertes et gains actuariels		2 718	1 742
Impôts différés sur éléments non recyclables		(613)	(451)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		5	-
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		48	48
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		**1 472**	**1 499**
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES ET NON RECYCLABLES		**(150)**	**5 713**
RÉSULTAT GLOBAL		**240**	**9 471**
Dont quote-part du Groupe		*(257)*	*9 415*
Dont quote-part des entreprises ne donnant pas le contrôle		*497*	*56*

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. 2022	31 déc. 2021
Actifs non courants			
Goodwill	13.1	12 854	12 799
Immobilisations incorporelles nettes	13.2	7 364	6 784
Immobilisations corporelles nettes	13.3	55 488	51 079
Autres actifs financiers	14	10 599	10 949
Instruments financiers dérivés	14	33 134	25 616
Actifs de contrats	7	9	34
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	9 279	8 498
Autres actifs non courants	22	766	478
Actifs d'impôt différés	11	2 029	1 181
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		**131 521**	**117 418**
Actifs courants			
Autres actifs financiers	14	2 394	2 495
Instruments financiers dérivés	14	15 252	19 373
Créances commerciales et autres débiteurs	7	31 310	32 555
Actifs de contrats	7	12 575	8 344
Stocks	22	8 145	6 175
Autres actifs courants	22	18 294	13 202
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	15 570	13 890
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4.2	428	11 881
TOTAL ACTIFS COURANTS		**103 969**	**107 915**
TOTAL ACTIF		**235 490**	**225 333**

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. 2022	31 déc. 2021
Capitaux propres part du Groupe		34 253	36 994
Participations ne donnant pas le contrôle	2	5 032	4 986
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**16**	**39 285**	**41 980**
Passifs non courants			
Provisions	17	24 663	23 394
Emprunts à long terme	14	28 083	30 458
Instruments financiers dérivés	14	39 417	24 228
Autres passifs financiers	14	90	108
Passifs de contrats	7	121	68
Autres passifs non courants	22	3 646	2 342
Passifs d'impôt différés	11	6 408	7 738
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		**102 427**	**88 336**
Passifs courants			
Provisions	17	2 365	2 066
Emprunts à court terme	14	12 508	10 590
Instruments financiers dérivés	14	11 859	22 702
Fournisseurs et autres créanciers	14	39 801	32 822
Passifs de contrats	7	3 292	2 671
Autres passifs courants	22	23 583	16 752
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4.2	371	7 415
TOTAL PASSIFS COURANTS		**93 778**	**95 019**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**235 490**	**225 333**

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 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 DÉCEMBRE 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 "Éléments sur capitaux propres" des états financiers consolidés au 31 décembre 2021.

(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" des états financiers consolidés au 31 décembre 2021.

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 PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2021	**2 435**	**26 058**	**5 238**	**3 767**	**1 711**	**(2 017)**	**(199)**	**36 994**	**4 986**	**41 980**
Résultat net			216	-	-	-		216	173	390
Autres éléments du résultat global			1 311	-	(2 379)	595		(474)	324	(150)
RÉSULTAT GLOBAL			**1 527**	**-**	**(2 379)**	**595**		**(257)**	**497**	**240**
Rémunération sur base d'actions		3	45					48	-	48
Dividendes distribués en numéraire [1]		(394)	(1 689)					(2 082)	(482)	(2 565)
Achat/vente d'actions propres			(43)	-	-	-	10	(33)	-	(33)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [1]			(77)	(374)				(451)		(451)
Transactions entre actionnaires [1] [2]			154					154	56	210
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle								-	(41)	(41)
Augmentations et réductions de capital								-	19	19
Changements normatifs [3]			(116)					(116)	(6)	(121)
Autres variations		-	(5)					(5)	3	(1)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2022	**2 435**	**25 667**	**5 036**	**3 393**	**(668)**	**(1 422)**	**(189)**	**34 253**	**5 032**	**39 285**

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 16 "Éléments sur les capitaux propres".

(2) Concerne principalement la cession d'une partie du portefeuille d'actifs renouvelables aux États-Unis (cf. Note 16.2.4 "Autres opérations").

(3) Contrat SaaS (cf. Note 1.1.2 "Autre texte").

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. 2022	31 déc. 2021
RÉSULTAT NET		**390**	**3 758**
- Résultat net des activités non poursuivies		2 183	80
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(1 793)**	**3 678**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(1 059)	(800)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		713	662
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		8 057	5 484
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		74	(1 039)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		3 661	(721)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(157)	(501)
- Charge d'impôt	11	(83)	1 695
- Résultat financier	10	3 003	1 350
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**12 415**	**9 807**
+ Impôt décaissé		(1 504)	(603)
Variation du besoin en fonds de roulement	**22.1**	**(2 424)**	**(2 377)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**8 488**	**6 827**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**98**	**486**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**8 586**	**7 313**
Investissements corporels et incorporels	13.2 & 13.3	(6 379)	(5 990)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	4 & 14	(289)	(392)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	4 & 14	(407)	(369)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	14	175	(1 548)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	13.2 & 13.3	173	88
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	4 & 14	6 728	(173)
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	4 & 14	1 461	62
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	14	268	73
Intérêts reçus d'actifs financiers		(37)	32
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		18	57
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.6	(2 877)	121
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(1 167)**	**(8 039)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**(3 123)**	**(3 003)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**(4 290)**	**(11 042)**
Dividendes payés [(1)]		(2 665)	(1 859)
Remboursement de dettes financières		(10 972)	(5 054)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		188	464
Intérêts financiers versés		(822)	(719)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		194	52
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(216)	(219)
Augmentation des dettes financières		8 669	8 353
Augmentation/diminution de capital		(259)	226
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(115)	-
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	5.6	-	1 085
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(5 997)**	**2 329**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**3 019**	**2 519**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**(2 979)**	**4 848**
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies		356	223
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		7	10
Effet des variations de change et divers		363	233
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**1 680**	**1 352**
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		-	(440)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		**13 890**	**12 980**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		**15 570**	**13 890**

(1) La ligne "Dividendes payés" comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée (cf. Note 16 "Éléments 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 253
NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2022 256
NOTE 3 Participations dans les entreprises mises en équivalence 263
NOTE 4 Principales variations de périmètre 270
NOTE 5 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière 274
NOTE 6 Information sectorielle 279
NOTE 7 Ventes 283
NOTE 8 Charges opérationnelles 286
NOTE 9 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles 287
NOTE 10 Résultat financier 289
NOTE 11 Impôts 290
NOTE 12 Résultat par action 294
NOTE 13 Actifs immobilisés 295
NOTE 14 Instruments financiers 306
NOTE 15 Risques liés aux instruments financiers 320
NOTE 16 Éléments sur les capitaux propres 337
NOTE 17 Provisions 339
NOTE 18 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme 346
NOTE 19 Paiements fondés sur des actions 352
NOTE 20 Transactions avec des parties liées 354
NOTE 21 Rémunérations des dirigeants 355
NOTE 22 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs 355
NOTE 23 Contentieux et enquêtes 357
NOTE 24 Événements postérieurs à la clôture 361
NOTE 25 Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux 361
NOTE 26 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises 361

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code de 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 20 février 2023, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2022.

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 2021 et 2022 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 2022, 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 2022 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2021 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2022

- Amendements IAS 37 – *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* : contrats déficitaires et coûts d'exécution des contrats.
- Amélioration annuelle des IFRS – Cycle 2018 -2020.

Ces amendements et améliorations n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

- Amendements IAS 16 – *Immobilisations corporelles* : produits générés avant l'utilisation prévue.

Le Groupe a opté pour l'application anticipée de ces amendements comme indiqué dans la Note 1.1.3 des états financiers consolidés au 31 décembre 2021. Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Autre texte

- Dans sa décision de mars 2021, l'IFRS Interpretations Committee (IFRIC) a clarifié la comptabilisation 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). Cette décision n'a pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2023 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* : classification des passifs en courant et non courant [2].
- 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.
- Amendements IAS 8 – *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs* : définition des estimations comptables.
- Amendements IAS 12 – *Impôts sur le résultat* : impôt différé rattaché à des actifs et passifs issus d'une même transaction.
- Amendements IFRS 16 – *Contrats de location* : obligation locative découlant d'une cession-bail [1].

Les analyses des incidences de l'application de ces normes et amendements sont en cours.

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) 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.

1.2.2.2 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 des 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 et de la guerre en Ukraine, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers, l'appréciation des aléas liés aux interruptions d'approvisionnement en gaz naturel ainsi que du risque de contrepartie et de liquidité. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont aussi 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 fortes fluctuations du prix du gaz et d'électricité.

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 *goodwill* *(cf. Note 13.1)*, des immobilisations incorporelles *(cf. Note 13.2)* et des immobilisations corporelles *(cf. Note 13.3)* ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs financiers et, dans le contexte actuel, la prise en compte des incertitudes dans les hypothèses clés retenues, notamment les aléas liés aux interruptions d'approvisionnement en gaz naturel ainsi que les effets sur la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG et sur le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 *(cf. Note 14)*. Le Groupe a par ailleurs mis à jour les principaux paramètres d'évaluation de ses instruments dérivés sur matières premières, notamment la réserve *bid ask*, afin de refléter l'augmentation de la volatilité des prix sur les matières premières et la diminution de la liquidité observée sur les marchés du gaz et de l'électricité en Europe au cours du second semestre 2022 *(cf. Notes 14 et 15)* ;

- l'appréciation des pertes de crédit attendues, particulièrement pour la mise à jour des probabilités de défaut et des autres paramètres, notamment pour le calcul de la CVA *(Credit Valuation Adjustment)*, dans un contexte d'incertitude et de forte volatilité des prix de marché *(cf. Note 15)* ;
- 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 *(cf. Notes 17 et 18)* ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises *(cf. Note 4)* ;
- 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 *(cf. Note 7)* ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte le cas échéant, des révisions et des projections de résultat taxable *(cf. Note 11)*.

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 *(cf. Notes 2 et 3)* ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes *(cf. Note 7)* ;
- la comptabilisation, dans le chiffre d'affaires, des coûts d'acheminement facturés aux clients *(cf. Note 7)* ;
- la comptabilisation des mesures de soutien octroyées par certains gouvernements, en France et en Roumanie 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 *(cf. Note 7)* ;
- la détermination des "activités normales", au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) *(cf. Note 14)* ;
- l'identification des accords de compensation répondant aux critères énoncés par la norme IAS 32 – *Instruments financiers* : présentation *(cf. Note 14)* ;
- l'identification d'accords au sein desquels il existe des contrats de location *(cf. Note 13.3)* ;
- la comptabilisation de nouvelles contributions dans le secteur de l'énergie en Europe *(cf. Note 8)*.

La liste des entités pour lesquelles le Groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figure dans la Note 2 "Principales filiales au 31 décembre 2022" et dans la Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

1.3.3 Prise en compte des enjeux climatiques dans l'établissement des états financiers du Groupe

Au-delà des enjeux et risques opérationnels et financiers pris en compte dans l'appréhension des flux de trésorerie futurs, taux d'actualisation net d'inflation et de croissance projetée, le Groupe a également exercé son jugement pour retenir les hypothèses reflétant les problématiques climatiques, afin de déterminer les éventuelles incidences sur les états financiers consolidés, en particulier s'il existait des indications selon lesquelles des actifs non financiers pourraient s'être dépréciés :

- 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 *(cf. Note 13.4)*, 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 *(cf. Note 17)*.
- Les engagements pris spécifiquement par ENGIE sont également reflétés dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe *(cf. Note 13.1)*, 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 confirmant, par là même, un scénario mixte Gaz/Électricité dans les projections à long terme faites par le Groupe à réglementation/modalités de rémunération inchangées pour les actifs régulés en France notamment, et le développement d'offres de services décarbonées.

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 le Chapitre 3 "Déclaration de performance extra-financière et informations RSE" du présent Document d'enregistrement universel.

NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2022

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.

2.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2022

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…) ou 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 *(cf. Note 14.1.1.1)* 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 (entreprises associées et coentreprises) sont présentées dans la Note 3 "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. Dans les tableaux qui suivent, ces activités opérationnelles et fonctions de siège sont présentées au sein de leur secteur reportable respectif sous la dénomination de leur société d'origine suivie du signe *.

Renouvelables

			% d'intérêt	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**
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
ENGIE Renouvelables	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Energía Chile*	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Jupiter Equity Holding LLC	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0

Infrastructures

			% d'intérêt	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**
Elengy	Terminaux méthaniers	France	60,8	60,9
ENGIE Romania*	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	60,8	60,9
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	60,8	60,9
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0
Storengy SAS	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0

Energy Solutions

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2022	% d'intérêt 31 déc. 2021
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
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0

Thermique

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2022	% d'intérêt 31 déc. 2021
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 NV*	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. 2022	% d'intérêt 31 déc. 2021
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. 2022	% d'intérêt 31 déc. 2021
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. 2022	% d'intérêt 31 déc. 2021
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 BV	Holding, Energy management *trading*	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland NV*	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
Cogac	Holding	France	100,0	100,0
GDFI	Holding	France	100,0	100,0
ENGIE Energie Services International SA	Holding	Belgique	100,0	100,0
Genfina	Holding	Belgique	100,0	100,0
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0

EQUANS [1]

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2022	% d'intérêt 31 déc. 2021
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	-	100,0
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	-	100,0
Conti Service LLC	Services à l'énergie	États-Unis	-	100,0
ENGIE Regeneration	Services à l'énergie	Royaume-Uni	-	100,0
ENGIE Service Nederland NV	Services à l'énergie	Pays-Bas	-	100,0
ENGIE Services Holding UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	-	100,0
ENGIE Services Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	-	100,0
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	-	100,0

(1) Actifs détenus en vue de la vente et classées en "Activités non poursuivies" au 31 décembre 2021 (cf. Note 4 "Principales variations de périmètre").

2.2 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) : 60,8%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient 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 3ème 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 détient le contrôle de GRTgaz et de ses filiales (dont Elengy) compte tenu de sa capacité à 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 2022 est la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%).

La Compagnie Nationale du Rhône ("CNR" – Renouvelables France) : 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.

2.3 Principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Le tableau ci-après présente les filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives aux capitaux propres, au résultat net au 31 décembre 2022 et au 31 décembre 2021, 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. 2022**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	39,2	39,1	190	106	1 614	1 554	168	105
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique latine, Chili) (1)	Production et ventes d'électricité – parc thermique	40,0	40,0	(158)	17	680	781	-	31
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergies	49,0	49,0	31	34	607	592	-	15
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique latine, Brésil) (1)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	116	45	296	294	112	38
ENGIE Energía Perú (Amérique latine, Pérou) (1)	Production et ventes d'électricité – parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	21	22	433	393	12	20
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle (2)				(27)	(127)	1 401	1 372	190	201
TOTAL				**173**	**97**	**5 032**	**4 986**	**482**	**410**

(1) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia ainsi que la société ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs.

(2) Le résultat net des autres participations ne donnant pas le contrôle est principalement impacté par le résultat des MtM opérationnels pour un montant net de -58 millions d'euros en 2022 et -361 millions d'euros en 2021.

2.3.1 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. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 535	2 209	1 648	1 187	2 819	1 473
Résultat net	485	388	(395)	42	63	69
Résultat net part du Groupe	295	282	(237)	25	32	35
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	54	130	85	107	(15)	9
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**349**	**412**	**(152)**	**132**	**17**	**45**
État de situation financière						
Actifs courants	1 319	1 089	1 108	635	1 091	729
Actifs non courants	9 961	10 098	3 210	3 150	975	903
Passifs courants	(1 360)	(1 272)	(540)	(345)	(753)	(357)
Passifs non courants	(5 803)	(5 946)	(2 091)	(1 498)	(86)	(79)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**4 116**	**3 969**	**1 688**	**1 941**	**1 227**	**1 196**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**1 614**	**1 554**	**680**	**781**	**607**	**592**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 117	1 149	(320)	186	(365)	102
Flux issus des activités d'investissement	(450)	(464)	(384)	(234)	(121)	(131)
Flux issus des activités de financement	(663)	(650)	635	29	317	39
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [1]	**4**	**35**	**(68)**	**(19)**	**(169)**	**9**

(1) Hors effet des variations de change et divers.

En millions d'euros	Groupe ENGIE Brasil Energia 31 déc. 2022	Groupe ENGIE Brasil Energia 31 déc. 2021	ENGIE Energía Perú 31 déc. 2022	ENGIE Energía Perú 31 déc. 2021
Compte de résultat				
Chiffre d'affaires	2 164	2 118	525	445
Résultat net	370	144	56	57
Résultat net part du Groupe	254	99	34	35
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	72	10	51	37
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**326**	**109**	**85**	**72**
État de situation financière				
Actifs courants	1 322	1 390	384	360
Actifs non courants	4 731	4 236	1 923	1 687
Passifs courants	(1 019)	(900)	(257)	(302)
Passifs non courants	(4 213)	(3 912)	(915)	(716)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**822**	**813**	**1 135**	**1 029**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**296**	**294**	**433**	**393**
État des flux de trésorerie				
Flux issus des activités opérationnelles	1 027	941	62	185
Flux issus des activités d'investissement	(685)	(629)	(186)	(92)
Flux issus des activités de financement	(1 010)	(126)	17	(14)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE (1)	**(668)**	**185**	**(107)**	**80**

(1) Hors effet des variations de change et divers.

NOTE 3 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 2022 et au 31 décembre 2021 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 187	4 007
Participations dans les coentreprises	5 092	4 492
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**9 279**	**8 498**
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	400	306
Quote-part du résultat net des coentreprises	659	495
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**1 059**	**800**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les "Autres éléments du résultat global"	510	208
Quote-part des coentreprises dans les "Autres éléments du résultat global"	366	62
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**876**	**270**

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 et en Afrique

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 SA ("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 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 2022.

3.1 Participations dans les entreprises associées

3.1.1 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. 2022**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**
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 dessalement d'eau de mer				1 378	940	181	139	411	102	145	107
Gaztransport et Technigaz (GTT)	Technologies de confinement pour le transport maritime et le stockage du GNL		5,76 [2]	30,43	139	757	8	1	-	-	20	35
Movhera	Centrales hydrauliques	1 688 MW	40,00	40,00	521	493	(13)	1	41	(23)	-	-
Energia Sustentável do Brasil (Brésil)	Centrales hydrauliques	3 750 MW	40,00	40,00	567	501	(3)	21	-	-	-	-
GASAG (Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,57	279	333	26	29	(62)	75	17	11
Eolia Renovables	Eolien		40,00		359		33		2		-	
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					943	982	168	114	118	54	89	81
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					**4 187**	**4 007**	**400**	**306**	**510**	**208**	**271**	**234**

(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 principalement près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité installée totale de 26 974 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, sur base des modalités contractuelles, comptabilisées selon IFRIC 12, IFRS 16 ou IAS 16 en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière. 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%.

(2) Cf. Note 4.1.4 "Cessions d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française Gaztransport et Technigaz SA (GTT)".

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de -18 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 6 millions d'euros en 2021) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts *(cf. Note 5.3 "Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)")*.

3.1.2 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 transactions 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 2022											
Sociétés projets au Moyen-Orient	5 067	764	1 695	2 459	2 824	19 711	3 343	13 781	5 411		1 378
Gaztransport et Technigaz (GTT)	307	139	2	141	412	2 225	224	2	2 411	5,76	139
Energia Sustentável do Brasil	581	(7)	-	(7)	239	3 275	2 098	-	1 416	40,00	567
Movhera	384	(33)	103	70	147	2 124	699	269	1 303	40,00	521
GASAG	1 606	82	(196)	(114)	1 491	2 140	2 462	284	885	31,57	279
Eolia Renovables	216	82	4	86	297	2 097	340	1 155	900	40,00	359
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
Movhera	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

3.1.3 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 2022.

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	-	177	16	59	175	-	-
Contassur [1]	-	-	-	208	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	136	-	-	-	-	13	-
Movhera	-	25	6	7	120	5	22
Autres	11	34	18	34	218	-	18
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**146**	**235**	**41**	**307**	**516**	**18**	**40**

(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 208 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 229 millions d'euros au 31 décembre 2021.

3.2 Participations dans les coentreprises

3.2.1 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.

En millions d'euros			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	
Noms	**Activité**	**Capacité**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**
Transportadora Associada de Gás SA (TAG) (Brésil) [1]	Réseau de transport de gaz		65,00	65,00	1 129	792	267	189	153	7	184	222
National Central Cooling Company - "Tabreed" (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	874	787	53	45	-	-	18	14
EcoÉlectrica (Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	534 MW	50,00	50,00	314	310	42	46	-	-	60	63
Movhera	Production d'électricité	2 392 MW	50,00	50,00	240	253	33	3	15	8	61	35
WSW Energie und Wasser AG (Allemagne)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	249	240	19	41	1	-	11	7
Iowa University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		39,10	39,10	229	208	6	3	2	1	1	2
Ocean Winds	Production d'électricité		50,00	50,00	431	169	80	13	124	5	-	-
Georgetown University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	203	184	6	2	3	-	-	-
Tihama Power Generation Co (Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 544 MW	60,00	60,00	94	91	21	13	5	4	29	27
Ohio State Energy Partners (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	82	78	4	3	8	6	16	9
Megal GmbH (Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	61	67	2	5	-	-	9	9
Transmisora Eléctrica del Norte (Chili) [2]	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	116	96	5	(1)	19	25	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					1 071	1 216	120	132	37	7	53	40
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					**5 092**	**4 492**	**659**	**495**	**366**	**62**	**442**	**428**

(1) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transportadora Associada de Gás SA (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 1 million d'euros au 31 décembre 2022 (contre 44 millions d'euros en 2021). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (*cf. Note 5.3 "Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)"*).

3.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des transactions 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%.

3.2.2.1 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 2022							
Transportadora Associada de Gás SA (TAG)	1 549	(292)	(386)	(215)	411	235	647
National Central Cooling Company "Tabreed"	167	-	(35)	-	133	-	133
EcoÉlectrica	166	(32)	1	(4)	85	-	85
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	512	(50)	(14)	(27)	74	48	122
WSW Energie und Wasser AG	1 213	(14)	-	(28)	50	3	53
Iowa University partnership	87	-	(21)	-	16	6	22
Ocean Winds	40	(9)	(23)	(1)	160	247	407
Georgetown University partnership	60	(1)	(22)	-	12	5	17
Tihama Power Generation Co	119	(6)	(9)	(6)	35	9	45
Ohio State Energy Partners	180	(1)	(65)	(2)	7	15	22
Megal GmbH	122	(67)	(4)	1	5	-	5
Transmisora Eléctrica del Norte	70	-	(27)	(7)	13	19	32
AU 31 DÉCEMBRE 2021							
Transportadora Associada de Gás SA (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
Ocean Winds	-	(12)	(13)	(1)	25	10	35
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

3.2.2.2 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'intégration	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2022										
Transportadora Associada de Gás SA (TAG)	124	367	6 216	668	71	2 771	1 460	1 737	65,00	1 129
National Central Cooling Company "Tabreed"	402	150	2 631	-	194	805	-	2 184	40,00	874
EcoÉlectrica	6	79	580	3	15		18	629	50,00	314
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	247	514	733	99	278	500	60	557	50,00	240
WSW Energie und Wasser AG	82	518	950	263	260	147	150	731	33,10	249
Iowa University partnership	2	17	1 162	7	7	581		586	39,10	229
Ocean Winds	337	-	2 425	1 149	189	137	424	863	50,00	431
Georgetown University partnership	5	3	954	-	-	555	3	404	50,00	203
Tihama Power Generation Co	49	145	221	78	51	119	11	156	60,00	94
Ohio State Energy Partners	14	65	1 441	-	10	1 331	17	162	50,00	82
Megal GmbH	18	14	696	-	44	511	49	125	49,00	61
Transmisora Eléctrica del Norte	41	34	770	35	3	574	-	233	50,00	116
AU 31 DÉCEMBRE 2021										
Transportadora Associada de Gás SA (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
Ocean Winds	79		1 079	83	175	362	200	338	50,00	169
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

3.2.3 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 2022 :

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	-	-	-	-	-	-	62
WSW Energie und Wasser AG	2	47	-	6	-	4	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	6	-
Futures Energies Investissements Holding	14	21	4	8	210	2	-
Ocean Winds	-	-	41	2	569	-	-
Autres	115	123	7	49	164	10	44
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**196**	**191**	**53**	**64**	**942**	**22**	**105**

3.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

3.3.1 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 6 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 49 millions d'euros au 31 décembre 2021).

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 au Moyen-Orient, en Afrique et en Asie dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques.

3.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2022, 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 4 204 millions de real brésilien (755 millions d'euros). Au 31 décembre 2022, 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 10 511 millions de real brésilien (1 889 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;
- TAG pour un montant de 140 millions d'euros au titre essentiellement de garanties bancaires ;
- les sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique, pour un montant global de 694 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 179 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 six 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 280 millions d'euros ;
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 235 millions d'euros.

NOTE 4 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.

Si l'actif classé comme détenu en vue de la vente ne satisfait plus les conditions mentionnées ci-dessus il sera reclassé conformément à la norme.

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.

4.1 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2022

4.1.1 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 à concurrence de 11 milliards d'euros, dont la plus grosse partie a été réalisée à fin 2022.

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'EQUANS [(1)]	6 146	6 975
Complément de prix lié à cession d'une partie de la participation dans la société SUEZ – France	347	347
Cession de la participation résiduelle dans la société SUEZ – France	227	227
Cession d'une partie de la participation dans la société Gaztransport & Technigaz SA (GTT) – France	835	835
Cessions de participations dans des actifs géothermiques – Indonésie	263	342
Autres opérations de cession individuellement non significatives	177	(29)
Effets du classement en "actifs destinés à être cédés"	-	297
TOTAL	**7 995**	**8 994**

(1) N'inclut pas la réduction de la dette nette financière externe comptabilisée en actifs destinés à être cédés, en application de la norme IFRS 5, au 31 décembre 2021.

À l'effet de réduction de l'endettement financier net de 8 994 millions d'euros au 31 décembre 2022, s'ajoutent les effets de réduction de l'endettement financier net de 2 025 millions d'euros constatés précédemment au 31 décembre 2021 dans le cadre de ce programme de cession d'actifs, soit un cumul de 11 018 millions d'euros à date. Les cessions en cours de finalisation au 31 décembre 2022 sont présentées dans la Note 4.2 "Actifs destinés à être cédés".

4.1.2 Cession d'Equans

Le 4 octobre 2022, le Groupe a finalisé la cession au Groupe Bouygues de sa participation dans EQUANS.

Les effets conjugués de cette transaction et de la génération de trésorerie par ces activités depuis le 1er janvier 2022 se sont traduits par une réduction de l'endettement net du Groupe de 6 975 millions d'euros (7 134 millions d'euros avec la réduction de la dette nette financière externe comptabilisée selon IFRS 5 en Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées, au 31 décembre 2021).

Le résultat de cession comptabilisé en résultat net des activités non poursuivies *(cf. Note 4.2.1)* s'établit à 2 086 millions d'euros au 31 décembre 2022.

(1) Develop, Build, Share and Operate, modèle utilisé dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés.

4.1.3 Complément de prix lié à la cession, en 2021, d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française SUEZ SA et cession de la participation résiduelle en 2022

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 avait 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 avait 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.

Le 18 janvier 2022, le Groupe a également apporté sa participation résiduelle dans SUEZ, soit 1,8%, à l'offre publique d'achat initiée par le Groupe VEOLIA. Cette opération n'a 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. Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 227 millions d'euros.

4.1.4 Cessions d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française Gaztransport et Technigaz SA (GTT)

Le 24 mars 2022, ENGIE a annoncé la réalisation de la cession partielle de sa participation dans GTT à hauteur de près de 9% du capital au prix de 90 euros par action.

Le 16 septembre 2022, ENGIE a réalisé une cession partielle complémentaire à hauteur de près de 6% du capital de GTT au prix de 115,50 euros par action.

Au 31 décembre 2022, l'obligation échangeable en actions GTT a été convertie à hauteur de 96%. Le solde a été converti ou remboursé au pair en janvier 2023.

Ces transactions n'ont pas entraîné, au 31 décembre 2022, de modification dans la représentation d'ENGIE au sein du Conseil d'Administration de GTT. Ainsi, au terme de ces cessions et conversions, ENGIE conserve une influence notable et continue de comptabiliser sa participation résiduelle dans GTT (5,76%) par mise en équivalence.

Ces transactions, qui s'inscrivent dans le cadre du programme ciblé de désengagement d'activités non stratégiques et de participations minoritaires, se sont traduites par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 835 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts, incluant les effets du dérivé incorporé de l'obligation échangeable en actions GTT, s'établit à 280 millions d'euros au 31 décembre 2022.

4.1.5 Cessions de participations d'ENGIE dans des actifs géothermiques en Indonésie

Le 16 septembre 2022, ENGIE a finalisé la cession complète de sa participation dans la société PT SUPREME ENERGY MUARA LABOH aux sociétés SUMITOMO Corporation et INPEX GEOTHERMAL Ltd.

Les 14 et 24 octobre 2022, ENGIE a finalisé la cession complète de sa participation dans la société PT SUPREME ENERGY RANTAU DEDAP aux sociétés MERIT POWER HOLDING bv et INPEX GEOTHERMAL Ltd.

Ces transactions se sont traduites par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 342 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôt s'établit à 111 millions d'euros au 31 décembre 2022.

4.2 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2022, 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 428 et 371 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	336	4 235
Autres actifs	92	7 645
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**428**	**11 881**
dont Actifs des activités non poursuivies		*11 186*
Dettes financières	290	368
Autres passifs	80	7 047
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**371**	**7 415**
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 2021 relatifs aux entités du périmètre EQUANS ainsi qu'à la société Endel et ses principales filiales ont été cédés au cours de l'exercice. L'évolution défavorable du projet de cession de certains actifs renouvelables au Mexique a conduit à l'abandon de leur classement en tant qu'"Actifs destinés à être cédés" au 31 décembre 2022.

Le poste "Actifs destinés à être cédés" au 31 décembre 2022 se rapporte uniquement à une centrale thermique au Brésil. Compte tenu du prix de cession envisagé, un ajustement de valeur non matériel a été constaté sur l'exercice. La finalisation de cette transaction est attendue au premier semestre 2023.

4.2.1 Données financières relatives aux activités non poursuivies

Résultat des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
CHIFFRE D'AFFAIRES	**9 937**	**12 860**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(6 164)	(7 942)
Charges de personnel	(3 497)	(4 420)
Amortissements, dépréciations et provisions	38	(239)
Impôts et taxes	(48)	(59)
Autres produits opérationnels	150	166
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	**416**	**366**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	4	-
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**420**	**367**
Pertes de valeur	(3)	2
Restructurations	(28)	(100)
Effets de périmètre	2 030	(53)
Autres éléments non récurrents	-	(30)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**2 420**	**185**
Charges financières	(47)	(73)
Produits financiers	17	24
RÉSULTAT FINANCIER	**(30)**	**(49)**
Impôt sur les bénéfices	(206)	(55)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**2 183**	**80**
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	**2 181**	**79**
Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**1**	**1**
Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière		
EBITDA	424	622
EBIT [(1)]	420	368
Résultat net récurrent part du Groupe [(1)]	287	231

(1) Intègre l'effet de l'arrêt des amortissements, en date de classement en "Actifs destinés à être cédés", pour un montant au 31 décembre 2022 de 229 millions d'euros au titre de l'EBIT (contre 51 millions d'euros en 2021) et de 170 millions d'euros au titre du Résultat net récurrent part du Groupe (contre 37 millions d'euros en 2021).

Le résultat des activités non poursuivies se rapporte aux activités d'ENGIE dans les activités des entités du périmètre EQUANS, y compris le résultat de leur cession *(cf. Note 4.1.2)*.

Flux de trésorerie des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
RÉSULTAT NET	**2 183**	**80**
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	356	462
Impôt décaissé	(17)	(71)
Variation du besoin en fonds de roulement	(241)	96
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**98**	**486**
Investissements corporels et incorporels	(135)	(208)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(2)	(14)
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	595	-
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	3	6
Intérêts reçus d'actifs financiers	(6)	(12)
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres [1]	(3 580)	(2 782)
Autres	1	7
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	**(3 123)**	**(3 003)**
Remboursement de dettes financières	(124)	(155)
Intérêts financiers versés	(20)	(33)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(1)
Augmentation des dettes financières	26	8
Autres	(2)	-
Flux des activités de financement hors opérations intragroupe	(120)	(181)
Opérations avec ENGIE [2]	3 138	2 700
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	**3 018**	**2 519**
Effet des variations de change et divers [3]	(422)	(1)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	**(429)**	**1**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a l'ouverture	**429**	**428**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a la clôture	**-**	**429**

(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 de -3 555 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 +7 millions d'euros.

(2) La ligne "Opérations avec ENGIE" comprend les augmentations de capital d'EQUANS, pour un montant de 2 774 millions d'euros, souscrites par ENGIE.

(3) La ligne "Effet des variations de change et divers" comprend la trésorerie et équivalents de trésorerie d'EQUANS au 31 décembre 2021 pour 429 millions d'euros.

4.3 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2022

L'ensemble des acquisitions réalisées au cours de l'exercice a eu une incidence de 1 951 millions d'euros sur l'endettement financier net.

ENGIE et Crédit Agricole Assurances ont finalisé l'acquisition, le 4 mai 2022 auprès du fonds canadien Alberta Investment Management Corporation, de 97,33% des parts d'Eolia Renovables, producteur d'énergie renouvelable en Espagne. La transaction porte sur la propriété et l'exploitation de 899 MW d'actifs en opération (821 MW d'éolien terrestre et 78 MW de solaire photovoltaïque) et d'un portefeuille de 1,2 GW de projets renouvelables.

Les actifs en opération sont détenus à 40% par ENGIE et à 60% par Crédit Agricole Assurances tandis qu'ENGIE est chargé de développer et de construire le pipeline de projets. Le Groupe fournit 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. Cette transaction impacte l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 0,5 milliard d'euros. La participation dans la société détenant les actifs en opération est consolidée par mise en équivalence. ENGIE consolide selon la méthode de l'intégration globale la société chargée de développer et de construire le pipeline de projets. Le Groupe finalisera, au cours du premier semestre 2023, l'exercice d'allocation du prix d'acquisition.

Les autres acquisitions réalisées sur l'exercice se rapportent, essentiellement, au financement des activités de développement du Groupe dans l'éolien en mer (*joint-venture* Ocean Winds) pour 0,4 milliard d'euros, à des contrats de concessions au Brésil pour 0,2 milliard d'euros, à l'effet des prises de contrôle d'activités renouvelables en France et en Inde pour chacune 0,2 milliard d'euros ainsi qu'à l'acquisition d'actifs renouvelables au Chili pour 0,1 milliard d'euros.

NOTE 5 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.

5.1 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. 2022	31 déc. 2021
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**5 367**	**6 916**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	3 661	(721)
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 576	4 370
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	92	48
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	17	(50)
EBITDA	**13 713**	**10 563**

5.2 EBIT

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. 2022	31 déc. 2021
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**5 367**	**6 916**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	3 661	(721)
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	17	(50)
EBIT	**9 045**	**6 145**

5.3 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. 2022	31 déc. 2021
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**216**	**3 661**
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe		2 182	79
Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe		**(1 965)**	**3 582**
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		172	96
Résultat net des activités poursuivies		**(1 793)**	**3 678**
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"		**4 241**	**194**
Pertes de valeur	*9.1*	*2 774*	*1 028*
Restructurations	*9.2*	*230*	*204*
Effets de périmètre	*9.3*	*(91)*	*(1 107)*
Autres éléments non récurrents		*1 328*	*69*
Autres éléments retraités		**3 389**	**(363)**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	*8*	*3 661*	*(721)*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*10*	*(7)*	*2*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	*10*	*(46)*	-
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*10*	*(16)*	*153*
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*10*	*1 254*	*(298)*
Autres effets impôts retraités		*(1 474)*	*552*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*17*	*(50)*
Résultat net récurrent des activités poursuivies		**5 836**	**3 509**
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		614	581
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**5 223**	**2 927**
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		287	231
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**5 510**	**3 158**

5.4 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. 2022	31 déc. 2021
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	62 853	57 863
(+) *Goodwill*	12 854	12 799
(-) Goodwill Gaz de France – SUEZ et International Power [1]	*(7 241)*	*(7 213)*
(+) Créances IFRIC 4, IFRS 16 et IFRIC 12	2 521	2 456
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	9 279	8 498
(-) Goodwill International Power [1]	*(40)*	*(38)*
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	31 310	32 556
(-) Appels de marge [1] [2]	*(5 405)*	*(13 856)*
(+) Stocks	8 145	6 175
(+) Actifs de contrats	12 584	8 377
(+) Autres actifs courants et non courants	19 060	13 681
(+) Impôts différés	(4 379)	(6 557)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres [1] [2]	*(14)*	*841*
(-) Provisions	(27 027)	(25 459)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) [1]	*1 058*	*3 162*
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(39 801)	(32 822)
(+) Appels de marge [1] [2]	*6 351*	*7 835*
(-) Passifs de contrats	(3 412)	(2 739)
(-) Autres passifs courants et non courants	(27 279)	(19 175)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**51 416**	**46 382**

(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 marge 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.

Le Groupe fera évoluer la définition des capitaux engagés industriels au 1er janvier 2023 afin d'y intégrer les actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires ainsi que les marges initiales ("*Initial Margins*") requises par certaines activités de marché. L'impact de ces modifications sur les capitaux engagés industriels se présente comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**51 416**	**46 382**
(+) Actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires	6 626	5 505
(+) Marges Initiales	1 740	4 722
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS (NOUVELLE DÉFINITION 2023)	**59 782**	**56 609**

5.5 *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. 2022	31 déc. 2021 (1)
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	12 415	9 806
Impôt décaissé	(1 504)	(603)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 424)	(2 377)
Intérêts reçus d'actifs financiers	(37)	32
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	18	57
Intérêts financiers versés	(822)	(719)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	194	52
Nucléaire – dépenses de démantèlement des installations et retraitement, stockage du combustible	163	202
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	188	464
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	*(176)*	*(448)*
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	**8 016**	**6 466**

(1) Compte tenu du démarrage des travaux liés à la fin de vie du Nucléaire en Belgique, la définition du cash flow des opérations (CFFO) a été affinée pour désormais exclure les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des matières et déchets irradiés. Ces dépenses sont désormais présentées avec les investissements de couverture des provisions nucléaires, dans un ensemble dédié. Les données au 31 décembre 2021 ont été retraitées en conséquence.

5.6 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 de flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021 (1) (2)
Investissements corporels et incorporels	6 379	5 990
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	289	392
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*14*	*6*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	407	369
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	(175)	1 548
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	2 877	(121)
(+) Autres	*(10)*	*3*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	-	35
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO (3)	(472)	(270)
(-) Investissements financiers Synatom/Cessions d'actifs financiers Synatom (1)	(1 822)	(1 261)
(+) Variation de périmètre – Acquisitions (2)	371	
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 858**	**6 693**
(-) Investissements de maintenance	(2 373)	(2 418)
TOTAL INVESTISSEMENTS DE CROISSANCE	**5 485**	**4 275**

(1) Compte tenu du démarrage des travaux liés à la fin de vie du Nucléaire en Belgique, la définition des investissements corporels, incorporel et financiers (CAPEX) a été revue pour désormais exclure les investissements de couverture des provisions nucléaires effectués par Synatom. Ces dépenses sont désormais présentées avec les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des matières et déchets irradiés, dans un ensemble dédié. Les données au 31 décembre 2021 ont été retraitées en conséquence.

(2) Les investissements corporels, incorporel et financiers (CAPEX) incluent désormais les variations de périmètre sur l'endettement financier net des entreprises acquises. L'impact au 31 décembre 2021 est non significatif.

(3) Develop, Build, Share & Operate ; y compris financements Tax Equity reçus (cf. Note 22 "Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs").

5.7 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. 2022	31 déc. 2021
(+) Emprunts à long terme	14.2 & 14.3	28 083	30 458
(+) Emprunts à court terme	14.2 & 14.3	12 508	10 590
(+) Instruments financiers passifs	14.4	51 276	46 931
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*(50 542)*	*(46 617)*
(-) Autres actifs financiers	14.1	(12 992)	(13 444)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		*6 720*	*5 143*
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		*1 495*	*2 827*
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		*3 394*	*3 853*
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	14.1	(15 570)	(13 890)
(-) Instruments financiers actifs	14.4	(48 386)	(44 989)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*48 067*	*44 489*
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**24 054**	**25 350**

5.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**14.3**	**24 054**	**25 350**
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	17	9 088	8 030
Provisions pour démantèlement des installations	17	11 015	8 015
Provisions pour reconstitution de sites	17	244	246
Avantages postérieurs à l'emploi – Retraites	18	452	1 779
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*272*	*(16)*
Avantages postérieurs à l'emploi – Droits à remboursement	18	(208)	(228)
Avantages postérieurs à l'emploi – Autres avantages	18	3 704	5 149
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(2 392)*	*(3 289)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	11	(812)	(1 501)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*490*	*780*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, et créance Electrabel envers EDF Belgium	17 & 22	(7 098)	(6 014)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		**38 808**	**38 300**

NOTE 6 Information sectorielle

6.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

ENGIE est organisé autour de :

- quatre *Global Business Units* (GBU) représentant les quatre métiers clés du Groupe : GBU Renouvelables, GBU *Energy Solutions*, GBU Infrastructures et GBU Production Thermique et Fourniture d'Énergie ;
- deux entités opérationnelles métier : Nucléaire et Global Energy Management & Sales ("GEMS") ; et
- un ensemble Autres regroupant principalement les fonctions corporate et certaines *holdings*.

À noter qu'à compter de 2022 et compte tenu de la volatilité importante des marchés de matières premières, le Comité Exécutif du Groupe, qui représente le principal décideur opérationnel au sens de la norme IFRS 8 – Secteurs opérationnels, suit en tant que telles les activités de GEMS, qui est devenu de ce fait un secteur opérationnel.

Les secteurs reportables sont identiques aux secteurs opérationnels, et correspondent aux activités sous-jacentes à l'organisation en GBU et entités opérationnelles métiers.

- **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).
- **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.
- **Autres** regroupe les activités de GEMS, de GTT, ainsi que du corporate et des *holdings*. 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.

6.2 Indicateurs clés par secteur reportable

Chiffre d'affaires

	31 déc. 2022			31 déc. 2021 (2)		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Renouvelables	6 216	136	6 352	3 653	61	3 714
Infrastructures	6 961	961	7 922	6 700	878	7 578
Energy Solutions	11 552	262	11 814	9 926	230	10 155
Thermique	7 129	1 144	8 274	4 089	827	4 916
Fourniture d'Énergie	16 810	534	17 344	10 396	117	10 513
Nucléaire	35	2 653	2 688	56	1 705	1 762
Autres	45 163	2 007	47 169	23 046	16 102	39 148
Dont GEMS (1)	*45 137*	*1 979*	*47 115*	*22 870*	*16 077*	*38 947*
Élimination des transactions internes		(7 697)	(7 697)		(19 920)	(19 920)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**93 865**	-	**93 865**	**57 866**	-	**57 866**

(1) Dont environ 20 milliards d'euros d'effet prix par rapport à 2021.

(2) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts corporate entre les métiers.

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021 (1)
Renouvelables	2 202	1 702
Infrastructures	4 212	4 121
Energy Solutions	879	786
Thermique	2 235	1 628
Fourniture d'Énergie	258	498
Nucléaire	1 510	1 403
Autres	2 417	426
Dont GEMS	*2 837*	*679*
TOTAL EBITDA	**13 713**	**10 563**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts corporate entre les métiers.

EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2022 (1)	31 déc. 2021 (2)
Renouvelables	1 627	1 191
Infrastructures	2 371	2 314
Energy Solutions	412	350
Thermique	1 768	1 183
Fourniture d'Énergie	(7)	232
Nucléaire	1 026	959
Autres	1 848	(85)
Dont GEMS	*2 618*	*507*
TOTAL EBIT	**9 045**	**6 145**

(1) Dont 739 millions d'euros de taxes sur les "surprofits" et 917 millions d'euros relatifs à la taxe sur la production d'énergie nucléaire.

(2) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts corporate entre les métiers.

Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021 (1)
Renouvelables	217	95
Infrastructures	323	233
Energy Solutions	118	148
Thermique	397	301
Fourniture d'Énergie	-	-
Nucléaire	-	(11)
Autres	4	34
Dont GEMS	*(1)*	*2*
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**1 059**	**800**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts corporate entre les métiers.

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 400 millions d'euros et 659 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 306 millions d'euros et 494 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Capitaux engagés industriels

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021 (1)
Renouvelables	16 588	12 508
Infrastructures	25 221	24 167
Energy Solutions	7 575	6 687
Thermique	8 091	7 846
Fourniture d'Énergie	1 023	1 322
Nucléaire (2)	(16 481)	(12 666)
Autres	9 399	6 517
Dont GEMS (3)	*7 320*	*2 915*
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**51 416**	**46 382**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts Corporate entre les métiers.

(2) Dont 19 017 millions d'euros de provisions nucléaires au 31 décembre 2022 (15 119 millions d'euros au 31 décembre 2021). Les capitaux engagés n'intègrent pas les actifs dédiés à la couverture des provisions pour 6 626 millions d'euros au 31 décembre 2022 (5 505 millions d'euros au 31 décembre 2021).

(3) Les capitaux employés n'intègrent pas les marges initiales ("Initial Margin") requises par certaines activités de marché pour 1 740 millions d'euros au 31 décembre 2022 (4 722 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Comme indiqué dans la Note 5.4, le Groupe fera évoluer la définition des capitaux engagés industriels au 1er janvier 2023 afin d'y intégrer les actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires (impactant le secteur opérationnel Nucléaire) ainsi que les marges initiales ("Initial Margins") requises par certaines activités de marché (impactant le secteur opérationnel GEMS). L'impact de ces modifications sur les capitaux engagés industriels des secteurs reportables se présente comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Renouvelables	16 588	12 508
Infrastructures	25 221	24 167
Energy Solutions	7 575	6 687
Thermique	8 091	7 846
Fourniture d'Énergie	1 023	1 322
Nucléaire	(9 855)	(7 161)
Autres	11 139	11 239
Dont GEMS	*9 060*	*7 637*
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS (NOUVELLE DÉFINITION 2023)	**59 782**	**56 609**

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2022 (1)	31 déc. 2021 (1) (2) (3)
Renouvelables	3 333	2 000
Infrastructures	2 322	2 524
Energy Solutions	886	903
Thermique	481	268
Fourniture d'Énergie	270	300
Nucléaire	229	201
Autres	338	496
Dont GEMS	*149*	*76*
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 858**	**6 693**

(1) Les investissements corporels, incorporel et financiers (CAPEX) incluent désormais les variations de périmètre sur l'endettement financier net des entreprises acquises. L'impact au 31 décembre 2021 est non significatif.

(2) Compte tenu du démarrage des travaux liés à la fin de vie du Nucléaire en Belgique, la définition des investissements corporels, incorporel et financiers (CAPEX) a été revue pour désormais exclure les investissements de couverture des provisions nucléaires effectués par Synatom. Ces dépenses sont désormais présentées avec les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des matières et déchets irradiés, dans un ensemble dédié. Les données au 31 décembre 2021 ont été retraitées en conséquence.

(3) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts corporate entre les métiers.

CAPEX de croissance

En millions d'euros	31 déc. 2022 [1]	31 déc. 2021 [1] [2]
Renouvelables	3 202	1 881
Infrastructures	1 087	1 320
Energy Solutions	716	715
Thermique	220	(17)
Fourniture d'Énergie	174	154
Nucléaire	1	-
Autres	85	221
Dont GEMS	*63*	*(31)*
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**5 485**	**4 275**

(1) Les investissements de croissance incluent désormais les variations de périmètre sur l'endettement financier net des entreprises acquises. L'impact au 31 décembre 2021 est non significatif.

(2) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts corporate entre les métiers.

6.3 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. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021
France	34 248	24 341	32 495	30 241
Belgique	12 705	4 372	(14 201)	(10 775)
Autres Union européenne	22 687	12 501	9 261	6 938
Autres pays d'Europe	4 202	3 110	1 610	1 447
Amérique du Nord	6 133	4 752	7 101	5 342
Asie, Moyen-Orient et Océanie	8 875	4 441	3 507	2 709
Amérique du Sud	4 778	4 053	11 095	9 521
Afrique	237	297	548	960
TOTAL	**93 865**	**57 866**	**51 417**	**46 382**

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 7 Ventes

7.1 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**

  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.

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 négoce, de locations et de concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles et les effets au titre des mécanismes de bouclier tarifaire.

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, et O&M	Autres	31 déc. 2022
Renouvelables	-	5 797	88	242	89	6 216
Infrastructures	232	1	6 021	478	230	6 961
Energy Solutions	246	4 713	96	6 424	73	11 552
Thermique	22	4 522	1 601	396	588	7 129
Fourniture d'Énergie	7 793	5 372	153	958	2 534	16 810
Nucléaire	-	5	8	24	(3)	35
Autres	21 405	19 595	170	70	3 923	45 163
Dont GEMS	*21 405*	*19 595*	*170*	*45*	*3 923*	*45 137*
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**29 697**	**40 004**	**8 135**	**8 593**	**7 435**	**93 865**

La variation importante des prix du gaz naturel et de l'électricité a conduit certains gouvernements à introduire un dispositif de "bouclier tarifaire" sur le gaz naturel et l'électricité, notamment en France et en Roumanie.

Le dispositif ayant l'impact le plus significatif sur les états financiers consolidés du Groupe est celui introduit par le Gouvernement français pour le gaz naturel. Dans le cadre de la loi de finances pour 2022 (n° 2021-1900 du 30 décembre 2021), telle que modifiée par la première loi de finances rectificative pour 2022 (n° 2022-1157 du 16 août 2022), les tarifs réglementés de vente de gaz naturel appliqués par ENGIE ont été gelés à leur niveau en vigueur au 31 octobre 2021, toutes taxes comprises, et ce jusqu'au 31 décembre 2022. Les pertes de recettes supportées par ENGIE constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation garantie par l'État. La subvention comptabilisée en 2022 s'élève à environ 1 591 millions d'euros (248 millions d'euros en 2021) et est comptabilisée dans les activités de "Fourniture d'Énergie" dans la colonne "Autres" ("Chiffre d'affaires hors IFRS 15"). Au cours de l'année 2022, le Groupe a signé trois conventions de cession sans recours avec Natixis, sous le régime de la loi dite "Dailly", afin de céder une partie de la créance relative à la subvention, à hauteur d'environ 1 395 millions d'euros.

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, et O&M	Autres	31 déc. 2021 (1)
Renouvelables	-	3 335	85	142	91	3 653
Infrastructures	205	1	5 715	606	173	6 700
Energy Solutions	157	3 368	102	6 247	51	9 926
Thermique	66	3 165	345	451	62	4 089
Fourniture d'Énergie	5 532	3 539	74	985	265	10 396
Nucléaire	-	4	11	22	19	56
Autres	10 019	11 448	231	353	994	23 046
Dont GEMS	*10 019*	*11 448*	*231*	*177*	*994*	*22 870*
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**15 978**	**24 861**	**6 565**	**8 806**	**1 656**	**57 866**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 31 décembre 2021. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'activités Fourniture d'Énergie international vers Autres, des activités Renouvelables d'Amérique du Nord vers Energy Solutions, et la réallocation de coûts corporate entre les métiers.

7.2 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 15 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation par le Groupe du risque de contrepartie.

7.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Créances commerciales et autres débiteurs	31 310	32 555
Dont IFRS 15	*7 587*	*6 453*
Dont non-IFRS 15	*23 723*	*26 103*
Actifs de contrats	12 584	8 377
Produits à recevoir et factures à établir	*9 513*	*6 817*
Gaz et électricité en compteur (1)	*3 071*	*1 560*

(1) *Net des acomptes reçus.*

Au 31 décembre 2022, les actifs de contrats les plus significatifs concernent essentiellement GEMS (5 023 millions d'euros), *Energy Solutions* (2 758 millions d'euros) et Fourniture d'Énergie (3 097 millions d'euros).

	31 déc. 2022			31 déc. 2021		
En millions d'euros	Brut	Dépréciation et perte de valeur attendues	Net	Brut	Dépréciation et perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	33 282	(1 973)	31 310	33 920	(1 365)	32 555
Actifs de contrats	12 632	(48)	12 584	8 393	(16)	8 377
TOTAL	**45 914**	**(2 020)**	**43 894**	**42 313**	**(1 381)**	**40 932**

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 2022, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève à 5 883 millions d'euros (contre 4 638 millions d'euros au 31 décembre 2021).

7.2.2 Passifs de contrats

	31 déc. 2022			31 déc. 2021		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	121	3 292	3 412	68	2 671	2 739
Avances et acomptes reçus	*53*	*2 201*	*2 253*	-	*1 955*	*1 955*
Produits constatés d'avance	*68*	*1 091*	*1 159*	*68*	*716*	*784*

Au 31 décembre 2022, les *Global Business Units* ayant des passifs de contrats les plus importants sont Fourniture d'Énergie (1 717 millions d'euros) et *Energy Solutions* (1 467 millions d'euros).

7.3 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 2022 s'élève à 1 131 millions d'euros et concerne essentiellement *Energy Solutions* (1 013 millions d'euros) et Renouvelables (117 millions d'euros) qui concentrent un volume important de contrats de construction, installation et maintenance pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement.

NOTE 8 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…),
  - 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, dont l'actif sous-jacent est de faible valeur et ceux dont la charge est variable), les charges de concessions… ;
- les charges de personnel ;
- les amortissements, dépréciations et provisions ;
- les impôts et taxes d'exploitation.

8.1 Achats

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de *trading* (1)	(67 676)	(32 135)
Achats de services et autres (2)	(6 860)	(6 726)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	**(74 535)**	**(38 861)**

(1) Dont une charge nette au 31 décembre 2022 de 3 661 millions d'euros au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre un produit net de 721 millions d'euros au 31 décembre 2021), notamment sur certaines positions de couverture économique gaz et électricité non documentées en couverture de flux de trésorerie.

(2) Dont 56 millions d'euros de charges de location non incluses dans la dette de location IFRS 16 (contre 51 millions d'euros au 31 décembre 2021).

L'augmentation des achats et dérivés à caractère opérationnel est principalement liée aux variations des prix des matières premières sur la période.

8.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Avantages à court terme		(7 712)	(7 373)
Paiements fondés sur des actions	19	(104)	(48)
Charges liées aux plans à prestations définies	18.3.4	(172)	(178)
Charges liées aux plans à cotisations définies	18.4	(91)	(93)
CHARGES DE PERSONNEL		**(8 078)**	**(7 692)**

8.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Dotations aux amortissements	13.2 & 13.3	(4 576)	(4 370)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(768)	(310)
Variation nette des provisions	17	157	(159)
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		**(5 187)**	**(4 840)**

Au 31 décembre 2022, les dotations aux amortissements se répartissent entre 1 041 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 534 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

8.4 Impôts et taxes

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
IMPÔTS ET TAXES	**(3 380)**	**(1 479)**

Les impôts et taxes au 31 décembre 2022 incluent des taxes sur les "surprofits", essentiellement la taxe sur la rente infra-marginale en Belgique et la contribution exceptionnelle de solidarité en Italie, à concurrence de 739 millions d'euros ainsi que la taxe sur la production d'énergie nucléaire pour 917 millions d'euros. La contribution temporaire de solidarité italienne, qui s'élève à 132 millions d'euros, est quant à elle comptabilisée en impôts sur le résultat.

NOTE 9 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.

9.1 Pertes de valeur

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Pertes de valeur :			
Goodwill	13.1	-	(107)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	13.2 & 13.3	(2 306)	(969)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		(536)	(17)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS		**(2 841)**	**(1 093)**
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles		67	64
Total des reprises de pertes de valeur		**67**	**64**
TOTAL		**(2 774)**	**(1 028)**

9.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2022

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2022 s'élèvent à 2 774 millions d'euros. Elles relèvent principalement de trois catégories *(cf. Note 13.4)* :

- la prise en compte des effets de la révision triennale des provisions nucléaires sur les actifs à reconnaître en contrepartie des provisions pour le démantèlement des centrales ;
- les effets de la poursuite du programme de sortie des activités charbon ;
- les conséquences des négociations initiées ou finalisées sur l'exercice en lien avec des renégociations de contrats PPA ou de cessions d'actifs non stratégiques.

Ces dépréciations concernent principalement les immobilisations corporelles et incorporelles. 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 2022 s'établit à 2 275 millions d'euros.

À l'exception des effets résultant des décisions de sortie des actifs non stratégiques, aucun actif non financier ne s'est déprécié du fait de mesures visant à prévenir ou à atténuer les risques climatiques ou encore à atteindre l'objectif net zéro carbone à horizon 2045.

Les tests de pertes de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 13.4.

9.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2021

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2021 s'élevaient à 1 028 millions d'euros et se rapportaient principalement à :

- 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 à moyen et long terme ou ayant rencontré des difficultés opérationnelles, notamment des actifs de production 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.

9.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 230 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 204 millions d'euros au 31 décembre 2021) comprennent essentiellement, en 2022 et 2021, 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 ainsi que divers autres coûts de restructurations.

9.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2022, les effets de périmètre s'élèvent à 91 millions d'euros et comprennent principalement :

- un résultat de 280 millions d'euros relatif aux cessions de parts détenues dans Gaztransport et Technigaz (GTT) pour un total représentant environ 24,6% de son capital social. Ce résultat inclut les effets de la conversion quasi intégrale de l'obligation échangeable émise par le Groupe en juin 2021 ;
- un résultat de 111 millions d'euros lié à la cession d'actifs renouvelables de géothermie en Indonésie ;
- un résultat de -127 millions d'euros lié à la cession d'activités *Energy Solutions* en Afrique et en France ;
- un résultat de -110 millions d'euros lié à un rachat de parts dans des actifs renouvelables en Inde assorti d'obligations de refinancement prévues en 2023 ;
- un résultat de -63 millions d'euros lié à diverses cessions non significatives individuellement.

Au 31 décembre 2021, les effets de périmètre s'élevaient à 1 107 millions d'euros et comprenaient 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) ainsi que la cession d'un actif de production d'électricité thermique en Grèce (-28 millions d'euros) ;
- la variation de valeur du dérivé incorporé de l'obligation échangeable en actions GTT (-48 millions d'euros).

9.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2022, d'un montant total de -1 328 millions d'euros, comprennent principalement :

- un résultat de -979 millions d'euros relatif à la révision triennale des provisions pour la gestion de l'aval du cycle nucléaire ;
- un résultat de -205 millions lié à des provisions constituées pour couvrir des obligations de dépollution de sites en France ;
- un résultat de -161 millions lié à des mises au rebut d'immobilisations incorporelles et corporelles principalement en France.

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2021, d'un montant total de -69 millions d'euros, comprenaient essentiellement des mises au rebuts et des cessions d'actifs corporels.

NOTE 10 Résultat financier

En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2022	Charges	Produits	31 déc. 2021
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(1 104)	-	(1 104)	(943)	-	(943)
Coût des dettes de location	(73)	-	(73)	(35)	-	(35)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(28)	-	(28)	(6)	-	(6)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	-	7	7	(2)	-	(2)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	197	197	-	63	63
Coûts d'emprunts capitalisés	109	-	109	70	-	70
Coût de la dette	**(1 097)**	**205**	**(893)**	**(916)**	**63**	**(852)**
Soultes décaissées lors du débouclage de swaps	(9)	-	(9)	(73)	-	(73)
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	-	-	-	73	73
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	-	55	55	-	-	-
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	**(9)**	**55**	**46**	**(73)**	**73**	**-**
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(92)	-	(92)	(63)	-	(63)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(617)	-	(617)	(630)	-	(630)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(5)	-	(5)	(152)	-	(152)
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(1 295)	36	(1 258)	(16)	329	313
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	-	69	69	-	125	125
Autres	(585)	332	(253)	(213)	121	(92)
Autres produits et charges financiers	**(2 594)**	**438**	**(2 156)**	**(1 073)**	**575**	**(498)**
RÉSULTAT FINANCIER	**(3 700)**	**697**	**(3 003)**	**(2 061)**	**711**	**(1 350)**

Le coût de la dette est en hausse par rapport au 31 décembre 2021 notamment en raison de l'augmentation des dettes de location liée à l'extension de la concession de la Compagnie Nationale du Rhône. L'augmentation du coût moyen de la dette brute, principalement en raison de l'augmentation des taux d'intérêt, est compensée par la hausse de la rémunération de la trésorerie et équivalents de trésorerie et des instruments liquides de dette.

Le résultat des instruments de dette et de capitaux propres d'un montant de -1 258 millions d'euros comprend principalement la dépréciation du prêt accordé à Nord Stream 2 pour un montant de -987 millions d'euros, la variation de juste valeur négative des OPCVM détenus par Synatom pour -280 millions d'euros *(cf. Note 17.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlements des installations et de gestion des matières fissiles irradiées")*.

En 2022, le coût moyen de la dette après impact des dérivés s'élève à 2,73% contre 2,65% au 31 décembre 2021.

NOTE 11 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.

11.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

11.1.1 Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat

Le produit d'impôt comptabilisé en résultat de l'exercice s'élève à 83 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 1 695 millions d'euros en 2021). La ventilation de ce produit d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Impôt exigible	(1 762)	(740)
Impôt différé	1 845	(955)
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**83**	**(1 695)**

11.1.2 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. 2022	31 déc. 2021
Résultat net	**390**	**3 758**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	523	784
Résultat après impôt des activités non poursuivies	2 183	80
Impôt sur les bénéfices	83	(1 695)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**(2 400)**	**4 588**
Dont sociétés françaises intégrées	*(2 130)*	*5 604*
Dont sociétés étrangères intégrées	*(270)*	*(1 016)*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	25,8%	28,4%
Produit/(charge) d'impôt théorique (C) = (A) X (B)	**620**	**(1 303)**
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	(8)	38
Différences permanentes [1]	(313)	(30)
Éléments taxés à taux réduit ou nul [2]	427	300
Compléments d'impôt [3]	(327)	(230)
Effet de la non-reconnaissance d'actifs d'impôt différé sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles [4]	(940)	(958)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus [5]	643	510
Effet des changements de taux d'impôt [6]	(37)	(17)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt [7]	20	185
Autres [8]	(1)	(189)
Charge d'impôt inscrite au compte de résultat	**83**	**(1 695)**

(1) 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.

(2) 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.

(3) 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. En 2022, cette ligne comprend également la contribution temporaire de solidarité italienne, qui s'élève à 132 millions d'euros.

(4) 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.

(5) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales.

(6) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé au Royaume-Uni pour 2022 et au Royaume-Uni, en France et en Argentine pour 2021.

(7) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux, les crédits d'impôt en France et autres réductions d'impôt.

(8) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur.

11.1.3 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. 2022**	**31 déc. 2021**
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 051	(178)
Engagements de retraite et assimilés	(1)	(218)
Provisions non déductibles	55	(56)
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	454	174
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	(1 260)	6 542
Autres	(135)	222
Total	**164**	**6 485**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(545)	(498)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/IFRS 9)	1 781	(7 148)
Autres	398	183
Total	**1 634**	**(7 463)**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**1 798**	**(977)**
Dont activités poursuivies	*1 844*	*(955)*

11.2 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. 2022**	**31 déc. 2021**
Instruments de capitaux propres et de dettes	33	(4)
Écarts actuariels	(646)	(447)
Couverture d'investissement net	11	55
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	943	(1 370)
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	(3)	(19)
Total hors quote-part des entreprises mises en équivalence & activités non poursuivies	**338**	**(1 784)**
Quote-part des entreprises mises en équivalence	(132)	(50)
Activités non poursuivies	(21)	(13)
TOTAL	**185**	**(1 848)**

11.3 Impôts différés dans l'état de la situation financière

11.3.1 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 2021	**1 181**	**(7 738)**	**(6 557)**
Effet du résultat de la période	164	1 635	1 799
Effet des autres éléments du résultat global	(479)	792	313
Effet de périmètre	38	(19)	19
Effet de change	101	(146)	(45)
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(54)	51	(3)
Autres effets	440	(344)	95
Effet de présentation nette par entité fiscale	638	(638)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**2 029**	**(6 408)**	**(4 379)**

11.3.2 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. 2022	31 déc. 2021
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	2 202	1 299
Engagements de retraite	812	1 501
Provisions non déductibles	518	388
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 830	1 440
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	8 346	8 968
Autres	620	523
TOTAL	**14 328**	**14 119**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(9 873)	(9 345)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	(8 141)	(10 643)
Autres	(693)	(687)
TOTAL	**(18 707)**	**(20 675)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(4 378)**	**(6 557)**

11.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2022, 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 4 165 millions d'euros (contre 4 642 millions d'euros au 31 décembre 2021). 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, en Australie, au Luxembourg et aux Pays-Bas). Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu, en tout ou partie, 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 1 590 millions d'euros en 2022 (contre 1 097 millions d'euros en 2021).

NOTE 12 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 *(cf. Note 16.2.1 "Émission de titres super-subordonnés")*.

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. 2022	31 déc. 2021
Numérateur *(en millions d'euros)*		
Résultat net part du Groupe	**216**	**3 661**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies	*(1 965)*	*3 582*
Rémunération des titres super-subordonnés	(77)	(121)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**140**	**3 540**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*(2 042)*	*3 461*
Résultat net part du Groupe dilué	**140**	**3 540**
Résultat net récurrent part du Groupe	**5 510**	**3 158**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies	*5 223*	*2 927*
Rémunération des titres super-subordonnés	(77)	(121)
Résultat net récurrent part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**5 433**	**3 037**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*5 146*	*2 806*
Résultat net récurrent part du Groupe dilué	**5 433**	**3 037**
Dénominateur *(en millions d'actions)*		
Nombre moyen d'actions en circulation	**2 420**	**2 419**
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	-	12
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 420**	**2 431**
Résultat par action *(en euros)*		
Résultat net part du Groupe par action	**0,06**	**1,46**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action	*(0,84)*	*1,43*
Résultat net part du Groupe par action dilué	**0,06**	**1,46**
Dont Résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action	*(0,84)*	*1,42*
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**2,24**	**1,26**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies, par action	*2,13*	*1,16*
Résultat net récurrent part du Groupe par action dilué (1)	**2,23**	**1,25**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action (1)	*2,12*	*1,15*

(1) En 2022, le calcul intègre au dénominateur 12 millions d'actions potentielles qui auraient un effet dilutif sur le RNRpG et le RNRpG des activités poursuivies par action mais qui n'ont pas été prises en compte dans le calcul du RNpG et du RNpG des activités poursuivies en raison de l'effet relutif sur ces derniers.

NOTE 13 Actifs immobilisés

13.1 *Goodwill*

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.

13.1.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur nette
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**12 799**
Variations de périmètre et Autres	(27)
Écarts de conversion	82
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**12 854**

13.1.2 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 2022 :

En millions d'euros	31 déc. 2022
Infrastructures	5 302
Renouvelables	2 110
Fourniture d'énergie	1 830
Energy Solutions	1 316
Thermique	1 152
Nucléaire	797
Autres	350
TOTAL	**12 855**

13.2 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.

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.

13.2.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
Valeur brute				
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**3 917**	**2 845**	**12 936**	**19 697**
Acquisitions	68	-	1 364	1 432
Cessions	(485)	(15)	(622)	(1 122)
Écarts de conversion	11	-	150	162
Variations de périmètre	(37)	-	15	(22)
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	-	-	6	6
Autres variations	156	453	(351)	257
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**3 630**	**3 282**	**13 498**	**20 410**
Amortissements et pertes de valeur				
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(1 921)**	**(2 133)**	**(8 860)**	**(12 913)**
Dotations aux amortissements	(139)	(90)	(812)	(1 041)
Pertes de valeur	(13)	-	(41)	(54)
Cessions	477	15	519	1 011
Écarts de conversion	1	-	(45)	(44)
Variations de périmètre	9	-	37	46
Autres variations	(121)	-	71	(50)
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**(1 706)**	**(2 208)**	**(9 131)**	**(13 046)**
Valeur nette comptable				
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**1 996**	**712**	**4 076**	**6 784**
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**1 924**	**1 074**	**4 366**	**7 364**

L'augmentation nette des immobilisations incorporelles s'explique essentiellement par :

- des investissements sur la période pour 1 432 millions d'euros qui concernent principalement les projets informatiques en cours (898 millions d'euros) dans les secteurs opérationnels *Energy Solutions*, Infrastructures en France et Renouvelables au Brésil et aux États-Unis ;
- un effet positif des variations de change pour 118 millions d'euros principalement dû à l'appréciation du real brésilien (86 millions d'euros) et du dollar américain (37 millions d'euros) par rapport à l'euro ;
- des effets de périmètre positifs pour 24 millions d'euros principalement liés à l'acquisition d'Eolia Renovables en Espagne (22 millions d'euros) et à l'acquisition des activités renouvelables aux États-Unis (14 millions d'euros) ;

compensée partiellement par :

- des dotations aux amortissements pour -1 041 millions d'euros ;
- l'impact de la première application de la décision de l'IFRS IC de mars 2021, relative au traitement comptable des coûts de configuration et de personnalisation des logiciels en mode SaaS *(Software as a Service)* pour -140 millions d'euros *(cf. Note 1.1 "Référentiel et méthodes comptables")* ;
- des pertes de valeurs pour -54 millions d'euros.

13.2.2 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 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.

13.2.3 Autres

Au 31 décembre 2022, ce poste comprend principalement 1 393 millions d'euros de logiciels et licences, 767 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 1 925 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.

13.2.4 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 priorités en matière de recherche et développement sont prioritairement orientées vers l'adaptation et l'atténuation au changement climatique, et 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).

Les frais de développement capitalisés, liés à des projets en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38), s'élèvent à 44 millions d'euros pour l'exercice 2022 et sont principalement relatifs aux activités de EV Box (22 millions d'euros) dans le secteur opérationnel *Energy Solutions* et aux activités renouvelables de ENGIE Energía Chile (20 millions d'euros).

13.3 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 reconnaît 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, des navires GNL, un contrat de concession hydroélectrique 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 *(cf. Note 22.2 "Stocks")*, 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
Fermes solaires et éoliennes	25	30
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.

13.3.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Constructions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantèlement	Immobilisations en cours	Droits d'utilisation	Autres	Total
Valeur brute									
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**650**	**3 312**	**90 530**	**304**	**3 669**	**4 715**	**3 867**	**1 308**	**108 355**
Acquisitions/Augmentations	4	21	348	33	-	5 473	1 335	69	7 283
Cessions	(33)	(94)	(475)	(29)	(3)	(28)	(167)	(55)	(884)
Écarts de conversion	8	15	934	3	13	153	110	23	1 260
Variations de périmètre	5	(2)	178	(12)	22	(75)	(88)	(22)	6
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	-	-	(372)	-	-	(6)	10	-	(369)
Autres variations	16	(491)	4 873	5	2 337	(4 585)	27	(3)	2 179
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**649**	**2 762**	**96 016**	**304**	**6 038**	**5 649**	**5 094**	**1 319**	**117 831**
Amortissements et pertes de valeur									
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**(146)**	**(1 849)**	**(49 426)**	**(219)**	**(3 115)**	**(387)**	**(1 284)**	**(850)**	**(57 277)**
Dotations aux amortissements	(3)	(70)	(2 797)	(29)	(102)	-	(442)	(92)	(3 534)
Pertes de valeur	(2)	(8)	(846)	-	(911)	(472)	(19)	(2)	(2 259)
Cessions	3	78	395	27	1	47	157	49	757
Écarts de conversion	(1)	(8)	(331)	(2)	(4)	(12)	(24)	(8)	(390)
Variations de périmètre	1	(8)	(78)	(3)	(25)	97	(76)	(4)	(97)
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	-	-	260	-	-	3	(1)	-	262
Autres variations	(4)	93	112	-	-	2	(21)	12	193
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**(153)**	**(1 772)**	**(52 709)**	**(226)**	**(4 155)**	**(724)**	**(1 710)**	**(895)**	**(62 343)**
Valeur nette comptable									
AU 31 DÉCEMBRE 2021	**503**	**1 463**	**41 105**	**85**	**554**	**4 328**	**2 583**	**458**	**51 079**
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**497**	**991**	**43 307**	**78**	**1 883**	**4 925**	**3 384**	**424**	**55 488**

En 2022, l'augmentation nette du poste "Immobilisations corporelles" s'explique essentiellement par :

- la comptabilisation d'actifs de démantèlement au titre de la révision des provisions pour démantèlement dont la partie essentielle (2 238 millions d'euros) concerne les installations nucléaires ;
- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 5 948 millions d'euros, relatifs notamment à des constructions et des développements de champs éoliens et solaires principalement en France, aux États-Unis et en Amérique latine (2 870 millions d'euros), à des extensions de réseaux de transport et de distribution dans les Infrastructures en France et en Roumanie (1 806 millions d'euros), aux activités dans le secteur opérationnel *Energy Solutions* (461 millions d'euros) et aux actifs du secteur opérationnel Thermique (516 millions d'euros) ;
- la comptabilisation d'un droit d'utilisation relatif à l'extension de la concession de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) pour un total de 848 millions d'euros ; et
- des effets de change positifs de 870 millions d'euros provenant de l'appréciation du dollar américain (601 millions d'euros) et du real brésilien (324 millions d'euros) par rapport à l'euro ;

compensés par :

- des dotations aux amortissements pour un total de -3 534 millions d'euros ;
- l'impact net pour -107 millions d'euros du classement en "Actifs destinés à être cédés", comprenant principalement le classement d'une centrale thermique au Brésil (-353 millions d'euros), partiellement compensé par l'abandon du classement de certains actifs renouvelables au Mexique suite à l'évolution défavorable du projet de cession (229 millions d'euros) ;
- des pertes de valeur sur immobilisations corporelles, pour -2 259 millions d'euros, portant essentiellement sur les actifs nucléaires en Belgique (-1 219 millions d'euros).

13.3.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 1 120 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 1 373 millions d'euros au 31 décembre 2021.

La diminution nette porte principalement sur les actifs thermiques au Brésil pour -484 millions d'euros en raison du classement au 31 décembre 2022 en "Actifs destinés à être cédés" d'une centrale thermique au Brésil.

13.3.3 Engagements contractuels d'acquisitions 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 matériels 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 3 548 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 1 926 millions d'euros au 31 décembre 2021 [(1)].

L'augmentation nette porte principalement sur la construction d'actifs renouvelables au Brésil pour 680 millions d'euros et aux États-Unis pour 392 millions d'euros et aux sites stockages de gaz de Zuidwending et JemGum aux Pays-Bas pour 286 millions d'euros.

13.3.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de l'exercice incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 109 millions d'euros au titre de 2022 contre 70 millions d'euros au titre de 2021.

13.4 Tests de perte de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles

PRINCIPES COMPTABLES

Risque de perte de valeur

Goodwill

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. Tous les *goodwill* font l'objet d'un test de perte de valeur sur la base des données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre.

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 pertes de valeur relatives aux *goodwill* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat.

Immobilisations incorporelles et corporelles

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.

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.

(1) Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles au 31 décembre 2021 ont été corrigés d'un double comptage.

Les immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (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.

Indices de perte de valeur

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.

Évaluation de la valeur recouvrable

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.

13.4.1 Hypothèses générales

La réalisation des tests de valeur s'est déroulée dans un contexte de forte volatilité des paramètres économiques tel que décrit dans la Note 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement".

Les valeurs recouvrables sont déterminées, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2023 et du plan d'affaires à moyen terme 2024-2025 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 2026-2050 lesquelles ont été revues et validées en octobre 2022 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. Parmi les scénarios externes, celui du Groupe est proche de ceux de l'International Energy Agency avec son modèle APS *(Announced Pledges Scenario)* ou de l'ADEME ("technologie verte") ;
- 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. La trajectoire choisie par ENGIE privilégie un mix équilibré, dans lequel le gaz renouvelable et captage et stockage du dioxyde de carbone sont intégrés afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique. Cette trajectoire est reprise dans le rapport produit par le Groupe dans le cadre de l'initiative *"Task Force on Climate Related Financial Disclosures"* (TCFD). Les facteurs de risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux sont également détaillés dans le présent Document d'enregistrement universel.

13.4.2 Renouvelables

Au 31 décembre 2022, le *goodwill* s'élève à 2 110 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 1 305 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 14 679 millions d'euros. 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.

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 10,2% en 2022. Ces taux étaient compris entre 4,5% et 10% en 2021.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2022, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Par ailleurs, des pertes de valeur d'actifs corporels, d'un montant total de 232 millions d'euros, ont néanmoins été comptabilisées sur l'exercice notamment en Amérique latine pour 135 millions d'euros et en Amérique du Nord pour 82 millions d'euros.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique, en France, aurait un impact négatif de 0,4 milliard d'euros sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10 €/MWh du prix de l'électricité aurait un effet positif de 0,3 milliard d'euros sur la valeur recouvrable.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés pour les activités de production électrique d'origine hydraulique, en France aurait un impact négatif de 0,3 milliard d'euros sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 0,3 milliard d'euros sur la valeur recouvrable.

13.4.3 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…).

Au 31 décembre 2022, le *goodwill* s'élève à 5 302 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 1 093 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 29 942 millions d'euros. Les infrastructures régulées en France totalisent 940 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 26 369 millions d'euros pour les immobilisations corporelles.

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 17.3.1 "Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires", 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'énergies 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…) qui remplaceront progressivement le gaz naturel.

Le Groupe prévoit, pour y parvenir, un maintien du niveau actuel des investissements. Cette approche est largement confortée par le développement rapide du cadre réglementaire pour accompagner l'essor de l'hydrogène, et dans une certaine mesure du biométhane dans l'Union européenne, qui se traduira par des cibles concrètes européennes au moins pour l'hydrogène. Le cadre réglementaire en question devrait rapidement se matérialiser, dans moins de deux ans.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Les priorités d'action de la politique climatique et énergétique française sont en cours d'actualisation avec la future Stratégie Française sur l'Énergie et le Climat (SFEC) *(cf. Note 17.3.1 "Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires")*. Cette future politique pourrait avoir un impact sur le rôle et le dimensionnement des infrastructures gazières en France.

Les taux d'actualisation de l'ensemble de ces activités sont compris entre 4,7% et 8,5% en 2022. Ces taux étaient compris entre 4,5% et 8,5% en 2021.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2022, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Par ailleurs, des pertes de valeur d'actifs corporels d'un montant total de 65 millions d'euros ont néanmoins été comptabilisées sur l'exercice notamment en Allemagne.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère régulé des activités Infrastructures en France et du caractère progressif de la transition du gaz naturel vers les gaz verts, une variation raisonnable des paramètres de valorisation (taux d'actualisation, taux d'inflation et taux de rémunération des actifs) n'entraînerait pas de perte de valeur. Une évolution très substantielle du cadre réglementaire pourrait avoir un impact significatif sur la valorisation des actifs d'infrastructures gazières en France. À ce titre, il est rappelé, ci-après, la BAR 2022 des actifs Infrastructures gazières en France, ainsi que les dotations aux amortissements s'y afférentes :

En millions d'euros	BAR 2022	Dotations aux amortissements
GRDF	16 137	(990)
GRTgaz	9 047	(540)
Storengy	3 958	(147)
Elengy	900	(56)

13.4.4 Energy Solutions

Au 31 décembre 2022, le *goodwill* s'élève à 1 316 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 2 302 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 2 496 millions d'euros.

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 4,9% et 8,9% en 2022. Ces taux étaient compris entre 4,5% et 8,6% en 2021.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2022, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Par ailleurs, des pertes de valeur d'actifs corporels d'un montant total de 132 millions d'euros ont néanmoins été comptabilisées sur l'exercice principalement en lien avec des renégociations sur des contrats arrivant prochainement à échéance en France.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère essentiellement contractuel des activités d'*Energy Solutions*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

13.4.5 Thermique

Au 31 décembre 2022, le *goodwill* s'élève à 1 152 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 237 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 5 525 millions d'euros.

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 2023 et plan d'affaires à moyen terme 2024-2025 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. Ces hypothèses portent également sur la durée des mécanismes de taxation des rentes inframarginales en France et en Italie.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 6% et 10,3% en 2022. Ces taux étaient compris entre 6% et 10% en 2021.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2022, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Par ailleurs, des pertes de valeur d'actifs corporels d'un montant total de 744 millions d'euros ont néanmoins été comptabilisées sur l'exercice notamment en lien avec la poursuite du programme de sortie des activités charbon à finaliser au plus tard à horizon 2027.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 1% 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 du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 1% 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 5% sur l'excédent de la valeur recouvrable du *goodwill* par rapport à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 5% sur ce calcul.

13.4.6 Fourniture d'Énergie

Au 31 décembre 2022, le *goodwill* s'élève à 1 830 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 682 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 119 millions d'euros.

Fourniture d'Énergie 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 d'environ 2% par an.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 7,8% et 10% en 2022. Ces taux étaient compris entre 7% et 9% en 2021.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2022, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Par ailleurs, des pertes de valeur d'actifs corporels d'un montant total de 53 millions d'euros ont néanmoins été comptabilisées sur l'exercice en lien avec le recentrage géographique décidé par le Groupe.

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 sur le *goodwill*.

13.4.7 Nucléaire

Au 31 décembre 2022, le *goodwill* est de 797 millions d'euros, les immobilisations incorporelles s'élèvent à 1 075 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 1 719 millions d'euros.

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.

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, la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France et les mécanismes de taxation des rentes inframarginales). 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 2022, identique à celui de l'exercice 2021.

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
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 belge du 4 novembre 2020. Ce principe était cependant 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*.

En mars 2022, le gouvernement belge a annoncé envisager une extension d'une partie du parc des centrales nucléaires au-delà de 2025. Le Groupe a signé, le 21 juillet 2022, une lettre d'intention non engageante afin d'évaluer la faisabilité et les conditions d'une prolongation des unités nucléaires Doel 4 et Tihange 3.

Conformément aux termes de l'accord non liant signé le 9 janvier 2023, le gouvernement belge et ENGIE se sont engagées à mettre en œuvre leurs meilleurs efforts pour prolonger la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires de seconde génération Doel 4 et Tihange 3 et redémarrer ces unités en novembre 2026 pour une capacité de production totale de 2GW.

Compte tenu du stade d'avancement des négociations et en l'absence d'informations précises à date sur les conditions économiques de cette prolongation, la période d'extension au-delà de 2025 n'est pas considérée dans les tests de perte de valeur réalisés au 31 décembre 2022.

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, et des droits de tirage correspondants, au-delà de leur quatrième visite décennale. La dernière visite décennale de Tricastin (VD4) a eu lieu en 2021 et celle Chooz B (VD3) en 2019. Cette hypothèse de prolongation était déjà prise en compte les années passées.

Résultats du test de perte de valeur

La prise en compte des effets de la révision triennale des provisions nucléaires sur les actifs à reconnaître en contrepartie des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires a conduit le Groupe à constater, sur l'exercice, une perte de valeur de 1 219 millions d'euros au titre des actifs de démantèlement.

La valeur recouvrable de l'activité Nucléaire demeure au-dessus de la valeur du *goodwill* particulièrement du fait de l'excédent de valeur attaché aux unités en France.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur l'ensemble de la production électrique d'origine nucléaire, au-delà de l'horizon *forward*, se traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de 0,4 milliard d'euros mais ne s'accompagnerait pas d'une perte de valeur du *goodwill*.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de 0,1 milliard d'euros accompagnée de pertes de valeur non matérielles sur les centrales belges.

Une diminution de 5% du taux de disponibilité des centrales nucléaires belges sur l'ensemble de leur horizon de production se traduirait par une perte de valeur de l'ordre de 0,3 milliard d'euros sur les centrales belges. Une diminution similaire sur les centrales en France se traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de 0,2 milliard d'euros mais ne s'accompagnerait pas d'une perte de valeur.

13.4.8 Autres

Le *goodwill* s'élève à 350 millions d'euros au 31 décembre 2022. 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 2022.

NOTE 14 Instruments financiers

14.1 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. 2022			31 déc. 2021		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	14.1	10 599	2 394	12 992	10 949	2 495	13 444
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres		*1 217*	-	*1 217*	*2 344*	-	*2 344*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat		*278*	-	*278*	*483*	-	*483*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres		*2 128*	*290*	*2 418*	*2 157*	*104*	*2 261*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat		*1 178*	*568*	*1 745*	*1 794*	*395*	*2 189*
Prêts et créances au coût amorti		*5 798*	*1 537*	*7 334*	*4 171*	*1 996*	*6 167*
Créances commerciales et autres débiteurs	7.2	-	31 310	31 310	-	32 555	32 555
Actifs de contrats	7.2	9	12 575	12 584	34	8 344	8 377
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	15 570	15 570	-	13 890	13 890
Instruments financiers dérivés	14.4	33 134	15 252	48 386	25 616	19 373	44 989
TOTAL		**43 741**	**77 102**	**120 843**	**36 599**	**76 657**	**113 256**

14.1.1 Autres actifs financiers

14.1.1.1 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 2021	**2 344**	**483**	**2 827**
Acquisitions	213	93	306
Cessions	(647)	(263)	(910)
Variations de juste valeur	(686)	(15)	(701)
Variations de périmètre, change et divers	(7)	(20)	(27)
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**1 217**	**278**	**1 495**
Dividendes	12	3	15

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 875 millions d'euros d'instruments cotés (1 750 millions d'euros au 31 décembre 2021) et 620 millions d'euros d'instruments non cotés (1 077 millions d'euros au 31 décembre 2021). Ils comprennent notamment la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG, qui a été ramenée à 90 millions d'euros, en diminution de 474 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2021. Cette baisse tient compte du profil de risque accru de Gazprom, client unique de la société et fait également suite aux dommages portés au *pipeline*, qui ont rendu l'actif inopérant. Ce changement de juste valeur de l'actif n'impacte pas le compte de résultat de la période et est porté directement en diminution des autres éléments du résultat global. La ligne "Cessions" inclut notamment la cession de la participation résiduelle de 1,8% dans SUEZ pour -227 millions d'euros.

14.1.1.2 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 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 cumulé 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 2021	**2 260**	**1**	**1 593**	**595**	**4 449**
Acquisitions	1 751	22	1 704	200	3 677
Cessions	(1 207)	(1)	(2 040)	(20)	(3 269)
Variations de juste valeur	(386)	-	(280)	(7)	(673)
Variations de périmètre, change et divers	-	(22)	-	-	(22)
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**2 418**	**-**	**977**	**769**	**4 163**

Les instruments de dette à la juste valeur au 31 décembre 2022 comprennent essentiellement les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 3 350 millions d'euros *(cf. Note 17.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées")*, et des instruments liquides venant en réduction de l'endettement financier net pour 769 millions d'euros (respectivement 3 806 millions d'euros et 596 millions d'euros au 31 décembre 2021).

14.1.1.3 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 concessions avec certaines autorités publiques au titre desquels les travaux de construction, d'extension ou d'amélioration de l'infrastructure sont réalisés en contrepartie d'un droit inconditionnel à recevoir du concessionnaire un paiement en trésorerie ou en autres actifs financiers. Dans ce cas, le Groupe constate une créance financière sur le concédant.

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 15 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie.

	31 déc. 2022			31 déc. 2021		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées et autres instruments de dette au coût amorti	3 583	427	4 010	2 267	195	2 462
Autres créances au coût amorti	261	734	995	240	1 537	1 777
Créances de concessions	1 564	187	1 751	1 200	123	1 324
Créances de location financement	390	189	579	463	141	604
TOTAL	**5 798**	**1 537**	**7 334**	**4 171**	**1 996**	**6 167**

Les prêts aux sociétés affiliées et autres instruments de dette au coût amorti comprennent la trésorerie des instruments de dette de Synatom en attente de placement pour 2 270 millions d'euros (167 millions d'euros au 31 décembre 2021) *(cf. Note 17.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées")*.

Les créances de concession s'élèvent à 1 751 millions d'euros au 31 décembre 2022. Elles concernent principalement les concessions de transport d'électricité Novo Estado et Gralha Azul au Brésil.

Les dépréciations sur prêts et créances au coût amorti s'élèvent à 1 294 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 228 millions d'euros au 31 décembre 2021), et comprennent la dépréciation du prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 pour 987 millions d'euros *(cf. Note 15.2.2.1 "Prêts et créances au coût amorti" et Note 10 "Résultat financier")*.

Les autres 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 2022	211	(64)	(6)
Au 31 décembre 2021	223	(15)	(7)

Créances de location financement

Ces contrats relèvent de la norme IFRS 16. Il s'agit de contrats de 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. 2022	31 déc. 2021
Paiements minimaux non actualisés	758	713
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	12	11
Total investissement brut	**770**	**724**
Produits financiers non acquis	**47**	**56**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**723**	**668**
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	*718*	*660*
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*5*	*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. 2022	31 déc. 2021
Au cours de la 1re année	137	122
De la 2e à la 5e année comprise	376	351
Au-delà de la 5e année	245	240
TOTAL	**758**	**713**

14.1.2 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 7.2 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats".

14.1.3 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 15 570 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 13 890 millions d'euros au 31 décembre 2021. Il est composé d'OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour (50%), de dépôts à terme et comptes courants à moins d'un mois (36%) et de dépôts à moins de trois mois et autres produits (14%).

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des "obligations vertes" *(cf. Chapitre 5 du Document d'enregistrement universel)* et non encore alloués à des projets éligibles.

Il comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 12 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 172 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Le résultat enregistré sur le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" au 31 décembre 2022 s'établit à 196 millions d'euros contre 54 millions d'euros en 2021.

14.1.4 Transferts d'actifs financiers

Le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé en 2022 à des ventes réelles et sans recours d'actifs financiers pour un montant total de 3 733 millions d'euros.

14.1.5 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 532	3 915

Ce poste est principalement constitué de la valeur comptable des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

14.2 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 2022 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2022			31 déc. 2021		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	14.3	28 083	12 508	40 591	30 458	10 590	41 048
Fournisseurs et autres créanciers	14.2	-	39 801	39 801	-	32 822	32 822
Passifs de contrats	7.2	121	3 292	3 412	68	2 671	2 739
Instruments financiers dérivés	14.4	39 417	11 859	51 276	24 228	22 702	46 931
Autres passifs financiers		90	-	90	108	-	108
TOTAL		**67 711**	**67 460**	**135 171**	**54 863**	**68 785**	**123 648**

14.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Fournisseurs	39 165	32 197
Dettes sur immobilisations	636	625
TOTAL	**39 801**	**32 822**

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.

14.2.2 Passifs de contrat

Les passifs de contrat sont présentés dans la Note 7.2 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats".

14.3 Endettement financier net

14.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros		31 déc. 2022 Non courant	31 déc. 2022 Courant	31 déc. 2022 Total	31 déc. 2021 Non courant	31 déc. 2021 Courant	31 déc. 2021 Total
Emprunts	Emprunts obligataires	21 007	2 550	23 557	24 035	2 205	26 240
	Emprunts bancaires	4 679	797	5 476	3 829	1 977	5 806
	Titres négociables à court terme		7 386	7 386		4 962	4 962
	Dettes de location	2 482	393	2 875	1 709	334	2 043
	Autres emprunts [1]	(85)	768	682	885	613	1 498
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		615	615		499	499
	Total emprunts	**28 083**	**12 508**	**40 591**	**30 458**	**10 590**	**41 048**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net [2]	(249)	(1 133)	(1 383)	(251)	(1 369)	(1 621)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie		(15 570)	(15 570)		(13 890)	(13 890)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette [3]	394	22	416	(147)	(41)	(187)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**28 228**	**(4 174)**	**24 054**	**30 060**	**(4 710)**	**25 350**

(1) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur pour -200 millions d'euros, les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés au passif pour 364 millions d'euros et l'impact du coût amorti pour 144 millions d'euros (contre respectivement 227, 269 et 99 millions d'euros au 31 décembre 2021).

(2) Ce montant inclut notamment les actifs liés au financement pour 67 millions d'euros, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie pour 769 millions d'euros et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif pour 547 millions d'euros (contre respectivement 47, 596 et 977 millions d'euros au 31 décembre 2021).

(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 2022 à 35 179 millions d'euros pour une valeur comptable de 37 690 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 10 "Résultat financier".

14.3.2 Réconciliation entre l'endettement financier net et les flux issus des activités de financement

En millions d'euros		31 déc. 2021	Flux issus des activités de financement	Flux issus des activités opérationnelles et d'investissement et variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	Variation de juste valeur	Écarts de conversion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2022
Emprunts	Emprunts obligataires	26 240	(2 805)	-	-	218	(96)	23 557
	Emprunts bancaires	5 806	(639)	-	-	277	32	5 476
	Titres négociables à court terme	4 962	2 352	-	-	71	-	7 386
	Dettes de location [1]	2 043	(501)	-	-	38	1 295	2 875
	Autres emprunts	1 498	(359)	-	(105)	30	(381)	682
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	499	3	-	-	115	(3)	615
	Total emprunts	**41 048**	**(1 949)**	-	**(105)**	**749**	**848**	**40 591**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net	(1 621)	187	-	29	(1)	22	(1 383)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	(13 890)	-	(945)	-	(363)	(371)	(15 570)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	(187)	(97)	-	525	170	5	416
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**25 350**	**(1 859)**	**(945)**	**449**	**556**	**503**	**24 054**

(1) Dettes de location : le montant de -501 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 552 millions d'euros dont 51 millions d'euros d'intérêts).

14.3.3 Description des principaux événements de la période

14.3.3.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement financier net

Au cours de l'année 2022, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de 556 millions d'euros, dont 271 millions d'euros sur le dollar américain et 307 millions d'euros sur le real brésilien.

L'extension de la concession de la Compagnie Nationale du Rhône jusqu'en 2041 s'est traduite par une augmentation des dettes de location de 850 millions d'euros au 31 décembre 2022.

Les variations de périmètre et autres (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une diminution nette de 7 043 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 se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 8 697 millions d'euros *(cf. Note 4.1 "Cessions réalisées au cours de l'exercice 2022")*. Elles incluent principalement :
  - la cession au Groupe Bouygues de la participation du Groupe dans EQUANS,
  - le complément de prix lié à la cession d'une partie de la participation dans la société SUEZ et la cession de la participation résiduelle de 1,8% dans la société SUEZ au Groupe VEOLIA,
  - les deux cessions successives de près de 9% puis 6% de la participation du Groupe dans la société Gaztransport & Technigaz SA (GTT), et la conversion à hauteur de 96% de l'obligation échangeable GTT (représentant près de 10% du capital de la société),
  - les cessions des participations du Groupe dans les actifs géothermiques PT SUPREME ENERGY MUARA LABOH et RANTAU DEDAP en Indonésie ;
- de l'évolution des actifs classés en tant qu'"Activités destinées à être cédées" qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 297 millions d'euros. Elles comprennent la cession en cours d'une centrale thermique au Brésil ainsi que l'évolution défavorable du projet de cession de certains actifs renouvelables au Mexique *(cf. Note 4.2 "Actifs destinés à être cédés")* ;
- des acquisitions réalisées sur l'exercice, qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de 1 951 millions d'euros *(cf. Note 4.3 "Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2022")*.

14.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2022 :

ENGIE SA

- Les 9, 10 et 11 mars 2022, ENGIE SA a procédé à des tirages sur des lignes bilatérales pour un montant total de 1 485 millions d'euros, pour une durée d'un mois. Le remboursement a eu lieu le 11 avril 2022 ;
- Le 6 juillet 2022, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire (placement privé) de 10 milliards de yens (71 millions d'euros), portant un coupon de 1,26% ;
- Le 20 juillet 2022, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 410 millions d'euros, portant un coupon de 2,625% ;
- Le 27 septembre 2022, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire verte de 650 millions d'euros, arrivant à échéance en septembre 2029, portant un coupon de 3,5% ;
- Le 10 octobre 2022, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 750 millions de dollars américains (773 millions d'euros), portant un coupon de 2,875% ;
- Le 18 octobre 2022, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 693 millions d'euros, portant un coupon de 3,5% ;
- Le 24 octobre 2022, ENGIE SA a procédé au remboursement anticipé partiel de plusieurs emprunts obligataires pour un montant total de 1 125 millions d'euros, se décomposant en :
  - une tranche de 220 millions d'euros, emprunt obligataire vert, portant un coupon de 0,875%, et arrivant à échéance en mars 2024,
  - une tranche de 396 millions d'euros, portant un coupon de 1,375%, et arrivant à échéance en mars 2025,
  - une tranche de 157 millions d'euros, portant un coupon de 0,875%, et arrivant à échéance en septembre 2025,
  - une tranche de 54 millions d'euros, portant un coupon de 2,375%, et arrivant à échéance en mai 2026,
  - une tranche de 123 millions d'euros, portant un coupon de 0%, et arrivant à échéance en mars 2027,
  - une tranche de 175 millions d'euros, portant un coupon de 0,375%, et arrivant à échéance en juin 2027 ;
- En novembre et décembre 2022, l'emprunt obligataire échangeable en actions GTT a été converti à hauteur de 96% pour un montant de 278 millions d'euros.

Autres entités du Groupe

- En juin 2022, la Compagnie Nationale du Rhône a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt bancaire de 300 millions d'euros, portant un coupon de 0,55% ;
- En mai 2022, ENGIE Brasil Energia a remboursé à l'échéance trois emprunts bancaires pour un montant total de 238 millions d'euros ;
- Au cours de l'année 2022, ENGIE Energia Chile a procédé au tirage de plusieurs emprunts bancaires pour un montant total de 797 millions de dollars américains (748 millions d'euros) ;
- En juillet 2022, ENGIE Energia Perù SA a procédé au remboursement à l'échéance de deux emprunts bancaires pour un montant de 142 millions d'euros, et portant un coupon de 1,01% et 1,06% ;
- En août 2022, ENGIE Energia Perù SA a procédé au tirage d'un emprunt bancaire pour un montant de 264 millions de dollars américains (251 millions d'euros), arrivant à échéance en août 2033 ;
- En octobre 2022, la Compagnie Nationale du Rhône a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt bancaire de 300 millions d'euros, portant un coupon EURIBOR 6 mois plus une marge de 0,9% ;
- Au cours de l'année 2022, la Compagnie Nationale du Rhône a procédé au remboursement de plusieurs lignes de crédit pour un montant total de 525 millions d'euros ;
- En novembre 2022, ENGIE Brasil Energia a remboursé à l'échéance un emprunt bancaire de 200 millions de dollars américains (205 millions d'euros), portant un coupon de 3,37%.

14.4 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 *(cf. Note 15 "Risques liés aux instruments financiers")*.

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. 2022						31 déc. 2021					
	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	226	92	319	620	114	735	370	130	501	224	89	313
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	30 932	15 076	46 008	37 210	11 698	48 907	24 474	19 190	43 664	22 335	22 507	44 842
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [1]	1 975	84	2 059	1 587	47	1 634	772	52	824	1 670	106	1 775
TOTAL	**33 134**	**15 252**	**48 386**	**39 417**	**11 859**	**51 276**	**25 616**	**19 373**	**44 989**	**24 228**	**22 702**	**46 931**

(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.

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 2022. Ces dérivés ont pour échéance principalement 2023 et 2024. Cette juste valeur intègre par ailleurs les paramètres de marché au 31 décembre 2022, notamment la réserve *bid ask*, dont la mise à jour a eu pour effet de refléter la plus grande volatilité des prix des matières premières ainsi que la diminution de la liquidité observée sur les marchés du gaz et de l'électricité en Europe au cours du deuxième semestre 2022. Sur les principaux marchés où le Groupe opère (Europe, États-Unis, Singapour), une variation de 10% à la hausse ou à la baisse de ces paramètres de marché (dont l'écart *bid ask*) impacterait la juste valeur des dérivés concernés à hauteur de respectivement de -143 millions d'euros (hausse) et +143 millions d'euros (baisse).

14.4.1 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. 2022				31 déc. 2021			
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	72 322	46 008	(8 866)	37 142	75 043	43 664	(9 281)	34 383
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 378	2 378	(364)	2 014	1 325	1 325	(269)	1 056
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(75 221)	(48 907)	5 094	(43 813)	(76 220)	(44 842)	4 987	(39 855)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 369)	(2 369)	547	(1 822)	(2 089)	(2 089)	977	(1 111)

(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 dans l'état de la situation financière en 2022 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.

14.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

14.5.1 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. 2022				31 déc. 2021			
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)	5 658	4 225	-	1 433	7 276	5 556	-	1 720
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	*1 217*	*875*	-	*342*	*2 344*	*1 524*	-	*820*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	*278*	-	-	*278*	*483*	*227*	-	*256*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	*2 418*	*2 418*	-	-	*2 261*	*2 254*	-	*7*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	*1 745*	*933*	-	*813*	*2 189*	*1 552*	-	*637*
Instruments financiers dérivés	48 386	138	44 730	3 518	44 989	177	41 606	3 206
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*319*	-	*319*	-	*501*	-	*501*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management [(1)]	*40 992*	-	*40 825*	*168*	*35 381*	-	*35 306*	*75*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de négoce [(1)]	*5 016*	*138*	*1 528*	*3 350*	*8 284*	*177*	*4 975*	*3 131*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*2 059*	-	*2 059*	-	*824*	-	*824*	-
TOTAL	**54 044**	**4 363**	**44 730**	**4 951**	**52 266**	**5 734**	**41 606**	**4 926**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et des contrats d'électricité évalués à la juste valeur par résultat. En raison des incertitudes géopolitiques, la juste valeur des contrats souscrits auprès des fournisseurs russes tient compte des aléas liés aux interruptions d'approvisionnement en gaz naturel.

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 14.4 "Instruments financiers dérivés".

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 2021	**821**	**7**	**256**	**637**	**1 721**
Acquisitions	30	16	93	205	344
Cessions	(2)	(1)	(36)	(21)	(60)
Variations de juste valeur [(1)]	(499)	-	(15)	(8)	(521)
Variations de périmètre, change et divers	(8)	(23)	(20)	-	(51)
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**342**	**-**	**278**	**813**	**1 433**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					(4)

(1) Les variations de juste valeur comprennent la diminution de la valeur de la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG pour -474 millions d'euros (cf. Note 14.1.1.1 "Instruments de capitaux propres à la juste valeur").

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 2021	**(210)**
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	3 271
Dénouements	(1 336)
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	34
Juste valeur nette enregistrée en résultat	1 759
Gains/(pertes) *Day-One* différés	78
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**1 837**

14.5.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2022				31 déc. 2021			
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	3 679	-	3 679	-	4 255	-	4 255	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	31 500	17 093	14 407	-	36 875	24 262	12 613	-
Instruments financiers dérivés	51 276	-	49 595	1 681	46 931	-	43 515	3 415
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*735*	-	*735*	-	*313*	-	*313*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management [(1)]	*48 907*	-	*47 227*	*1 681*	*35 458*	-	*34 374*	*1 084*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de négoce [(1)]	-	-	-	-	*9 384*	-	*7 053*	*2 331*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 634*	-	*1 634*	-	*1 775*	-	*1 775*	-
TOTAL	**86 455**	**17 093**	**67 682**	**1 681**	**88 061**	**24 262**	**60 383**	**3 415**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et des contrats d'électricité évalués à la juste valeur par résultat. En raison des incertitudes géopolitiques, la juste valeur des contrats souscrits auprès des fournisseurs russes tient compte des aléas liés aux interruptions d'approvisionnement en gaz naturel.

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 14.4 "Instruments financiers dérivés".

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 15 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" du présent Document d'enregistrement universel.

15.1 Risques de marché

15.1.1 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.

15.1.1.1 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 (trois ou cinq ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

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.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2022 sont présentées dans le tableau ci-après. Compte tenu de l'augmentation et de la volatilité significatives des prix des matières premières intervenues sur les marchés, impactant plus particulièrement la zone européenne depuis plusieurs mois, les hypothèses de prix pour le gaz naturel et l'électricité en Europe ont été revues à la hausse pour 2022. Ces sensibilités ont été établies dans le contexte actuel d'incertitude.

Ces nouvelles hypothèses ne constituent pas une estimation des prix de marché futurs et ne sont par ailleurs 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 éléments couverts sous-jacents (contrats d'achat et de vente de matières premières), non comptabilisés en juste valeur.

Analyse de sensibilité [1]

		31 déc. 2022		31 déc. 2021	
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	-	81	19	159
Gaz naturel – Europe [2]	-10 €/MWh	(700)	(1 237)	N/A	N/A
Gaz naturel – Europe [2]	+10 €/MWh	700	1 237	246	588
Gaz naturel – Reste du monde [2]	+3 €/MWh	29	206	52	35
Électricité – Europe [2]	-20 €/MWh	(51)	245	N/A	N/A
Électricité – Europe [2]	+20 €/MWh	51	(245)	(73)	(49)
Électricité – Reste du monde [2]	+5 €/MWh	(122)	-	(37)	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	24	1	(134)	-
EUR/USD	+10%	36	(186)	16	83
EUR/GBP	+10%	(17)	(34)	(49)	(6)

(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.

(2) En 2021, l'impact correspond à une sensibilité de +3 €/MWh pour le gaz et +5 €/MWh pour l'électricité. À noter que pour décembre 2022 et par rapport aux sensibilités présentées, des variations de prix plus extrêmes à la hausse comme à la baisse, bien que difficilement quantifiables, pourraient intervenir en fonction de l'évolution de la situation économique ou politique. Par exemple, un changement de prix à la hausse (à la baisse) de 50 €/MWh pour le gaz naturel et 100 €/MWh pour l'électricité impacterait les sensibilités de l'ordre de +9,7 milliards d'euros (-9,7 milliards d'euros) et -1 milliard d'euros (+0,9 milliard d'euros), respectivement sur le gaz naturel et l'électricité.

L'augmentation significative en 2022 des prix de marché des matières premières a contribué à des variations importantes de la juste valeur de nos instruments financiers, impactant le compte de résultat *(cf. Note 8 "Charges opérationnelles")* ainsi que les autres éléments du résultat global du Groupe *(cf. "État du résultat global")*.

15.1.1.2 Activités de *trading*

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 4 499 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 1 011 millions d'euros en 2021).

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.

Ces entités interviennent sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des instruments dérivés tel que les *futures*, les *forwards*, les *swaps* ou les *options*. Les expositions des activités de *trading* sur les marchés de l'énergie sont strictement encadrées par un suivi quotidien du respect de la limite de *Value at Risk* (*VaR*).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *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 d'un 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 ayant des activités de *trading* du Groupe. L'augmentation de la *VaR* reflète la hausse exceptionnelle et la volatilité significative des prix des marchés de matières premières intervenues en 2022.

Value at Risk

En millions d'euros	31 déc. 2022	2022 moyenne [1]	Maximum 2022 [2]	Minimum 2022 [2]	2021 moyenne [1]
Activités de trading	28	33	143	6	10

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2022.

Les limites de *VaR* sont fixées dans le cadre d'une gouvernance Groupe, qui a été renforcée au cours d'année pour tenir compte d'un contexte de marchés extrêmement volatils. Ces limites ont été revues à la hausse et tout dépassement a fait l'objet d'un signalement conformément au processus de contrôle des risques de marché dont les mesures mises en œuvre ont pu induire la clôture ou la réduction de certaines positions, la limitation de prise de nouvelles positions ou la révision de l'allocation du portefeuille.

Le suivi permanent des risques de marché et l'application stricte de ces mesures ont permis au Groupe de réaliser ses activités de *trading* de manière encadrée au cours de l'exercice. Au 31 décembre 2022, la *VaR* est revenue sous sa limite. La *VaR* moyenne de 2022, en hausse, est le reflet de conditions de marché extrêmes appliquées à des positions beaucoup plus faibles qu'en 2021.

15.1.2 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, dans un contexte de forte volatilité des prix de marché des matières premières, 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. 2022				31 déc. 2021			
	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	30 932	10 060	(37 210)	(11 698)	24 474	10 906	(22 335)	(13 123)
Couverture de flux de trésorerie	*3 538*	*4 400*	*(2 483)*	*(4 140)*	*2 643*	*5 141*	*(1 533)*	*(3 796)*
Autres instruments financiers dérivés	*27 394*	*5 660*	*(34 726)*	*(7 558)*	*21 831*	*5 765*	*(20 802)*	*(9 327)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de *trading*	-	5 016	-	-	-	8 284	-	(9 384)
TOTAL	**30 932**	**15 076**	**(37 210)**	**(11 698)**	**24 474**	**19 190**	**(22 335)**	**(22 507)**

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.

15.1.2.2 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. 2022				31 déc. 2021			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	3 204	3 825	(1 825)	(3 149)	2 194	4 792	(1 044)	(2 971)
Électricité	114	324	(208)	(521)	195	171	(215)	(439)
Pétrole	219	248	(449)	(470)	246	176	(274)	(386)
Autres [1]	1	3	(1)	1	9	2	-	-
TOTAL	**3 538**	**4 400**	**(2 483)**	**(4 140)**	**2 643**	**5 141**	**(1 533)**	**(3 796)**

(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	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022
Gaz naturel	*GWh*	158 983	68 913	19 053	(412)	6 002	-	252 539
Électricité	*GWh*	(7 447)	(3 226)	(835)	(465)	(457)	(649)	(13 079)
Produits pétroliers	*Milliers de barils*	(11 913)	(11 768)	-	-	-	-	(23 681)
Change	*Millions d'euros*	2	-	-	-	-	-	2
Droits d'émission de gaz à effet de serre	*Milliers de tonnes*	105	80	86	20	-	-	291

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

	31 déc. 2022				31 déc. 2021	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	7 939	(6 623)	1 315	39 983	2 455	15 590
TOTAL	**7 939**	**(6 623)**	**1 315**	**39 983**	**2 455**	**15 590**

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 en-cours	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	39 983	1 315		(1 747)	189	(3 003)	Résultat opérationnel courant
	Éléments couverts			(4 067)				

(1) Gains/(pertes).

L'inefficacité de couverture, dont le montant en 2022 est affecté par la volatilité extrême des prix des matières premières au cours de l'exercice et la décorrélation partielle des différents marchés notamment en Europe, 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 2022 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	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Juste valeur des dérivés par date de maturité	503	645	224	(37)	(11)	(9)	1 315	2 455

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 2021	**4 094**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	(1 770)
Montant recyclé des capitaux propres en résultat	(3 023)
Écarts de conversion	-
Variations de périmètre et autres	-
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**(699)**

15.1.2.3 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.

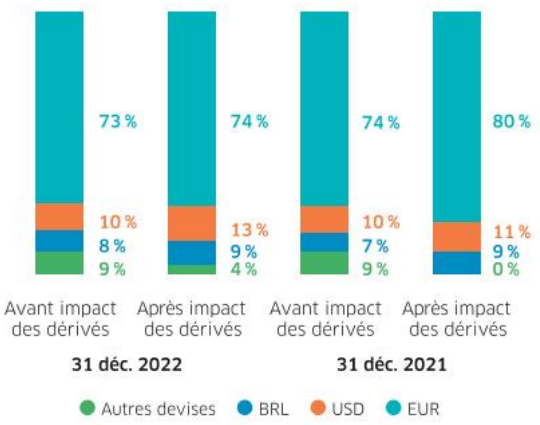
15.1.3 Risque de change

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, aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

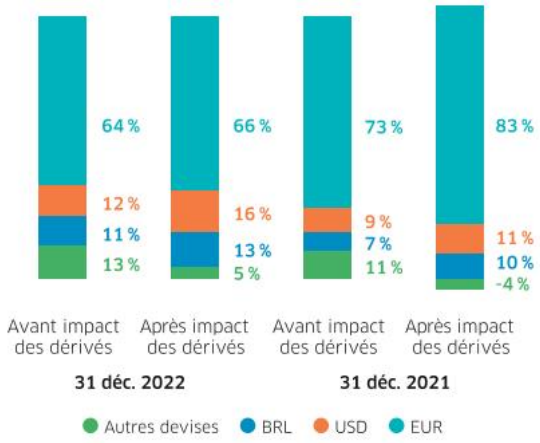
15.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'en-cours 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



15.1.3.2 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. 2022			
	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]	(19)	19	NA	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net [3]	NA	NA	426	(426)

(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.

15.1.4 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.

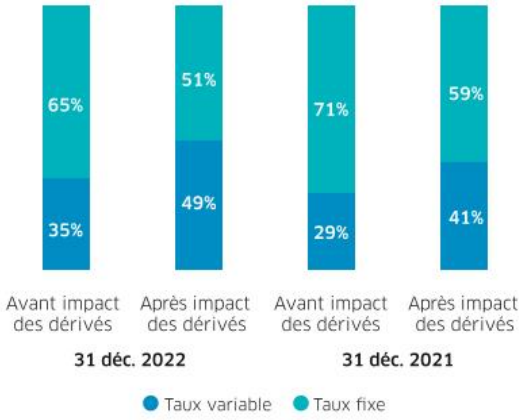
Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options sur taux.

Afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a un portefeuille de précouvertures de taux d'intérêt à terme sur les années 2027 et 2028, sur une maturité de 20 ans sur chacun des volumes initiés.

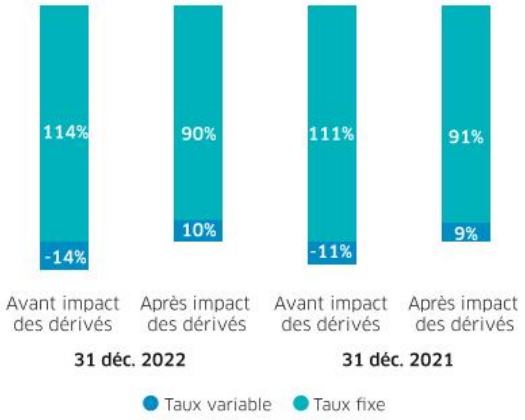
15.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'en-cours 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



15.1.4.2 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. 2022			
	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	(16)	16	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	(123)	135	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	198	(323)

15.1.5 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

15.1.5.1 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.

15.1.5.2 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 US, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

Réforme des taux interbancaires de référence

Dans le cadre de la réforme des taux d'intérêts de référence, le Groupe a référencé l'intégralité des nouveaux contrats de financements libellés en USD sur l'indice SOFR. ENGIE prévoit également d'aligner ses contrats dérivés sur ce même indice. Toutefois, la transition des contrats de financements et de dérivés existants indexés sur Libor US vers le SOFR s'effectuera d'ici juin 2023, date d'arrêt prévisionnelle de publication du Libor US.

Par ailleurs, aucun impact n'est attendu par le Groupe dans le cadre de cette transition.

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 sur 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.

15.1.5.3 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. 2022				31 déc. 2021			
	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	226	92	(620)	(114)	370	130	(224)	(89)
Couverture de juste valeur	*167*	*4*	*(394)*	*(38)*	*261*	*97*	*(24)*	*(35)*
Couverture de flux de trésorerie	*30*	*5*	*(195)*	*(11)*	*36*	*1*	*(121)*	*(4)*
Dérivés non qualifiés de couverture	*30*	*84*	*(32)*	*(65)*	*73*	*33*	*(79)*	*(51)*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 975	84	(1 587)	(47)	772	52	(1 670)	(50)
Couverture de flux de trésorerie	*509*	*41*	*(222)*	*(7)*	*110*	*9*	*(264)*	-
Couverture d'investissement net	*156*	-	*(1)*	-	*6*	-	*(20)*	-
Dérivés non qualifiés de couverture	*1 310*	*43*	*(1 364)*	*(40)*	*656*	*44*	*(1 385)*	*(51)*
TOTAL	**2 201**	**176**	**(2 208)**	**(161)**	**1 142**	**183**	**(1 894)**	**(140)**

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 2022, 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	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CCS	USD	(443)	(94)	(117)	(89)	(96)	-	(47)
			GBP	(1 804)	-	-	-	-	-	(1 804)
			HKD	(277)	-	-	-	-	(108)	(168)
			PEN	(239)	(40)	(19)	-	(61)	(62)	(57)
			Autres devises	(602)	(107)	(367)	(73)	-	-	(54)
Payeur	Fixe	CCS	EUR	2 568	-	216	75	-	98	2 179
			USD	279	47	23	-	72	72	66
	Variable	CCS	EUR	273	129	144	-	-	-	-
		CCS	BRL	392	93	114	90	95	-	-

En millions d'euros

Payeur/ Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	*CAP*	EUR	10	6	5	-	-	-	-
		IRS	EUR	8 089	(1 205)	(480)	249	1 253	389	7 883
			USD	1 963	725	12	12	725	283	205
			Autres devises	72	3	3	3	4	4	54
	Variable	*SWAPTION*	EUR	1 000	-	-	-	-	-	1 000
		IRS	EUR	15 376	1 398	2 000	1 415	1 950	800	7 813
			BRL	141	141	-	-	-	-	-

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 15.1.3.2 "Analyse de sensibilité au risque de change" et à un coût moyen de la dette de 2,73%, présenté dans la Note 10 "Résultat financier".

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

Dérivés de change

	31 déc. 2022				31 déc. 2021	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	28	(366)	(338)	3 139	(253)	3 201
Couverture d'investissement net	156	(1)	155	5 939	(14)	2 794
Dérivés non qualifiés de couverture	217	(94)	123	12 007	(39)	10 166
TOTAL	**401**	**(461)**	**(60)**	**21 085**	**(306)**	**16 161**

Dérivés de taux

	31 déc. 2022				31 déc. 2021	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	171	(432)	(261)	5 148	299	4 203
Couverture de flux de trésorerie	552	(67)	485	5 260	17	2 110
Dérivés non qualifiés de couverture	1 247	(1 433)	(186)	25 885	(710)	18 933
TOTAL	**1 970**	**(1 932)**	**38**	**36 293**	**(394)**	**25 246**

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 en-cours	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	5 148	(261)	(261)	(21)	7	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts [3] [4]	3 821	(200)	(576)	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	8 399	147	259	(446)	9	(507)	Autres produits et charges financiers/ Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			(253)				
Couverture d'investissement net	Instruments de couverture	5 939	155	194	82	NA	(25)	Autres produits et charges financiers/ Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			(194)				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de -200 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 coût amorti des dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur.

(4) Dont 57 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 2022 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 2022, 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	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Juste valeur des dérivés par date de maturité	43	13	18	12	42	19	147	(235)

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 2021	**45**	**(751)**	**27**	**(371)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	424		23	(82)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat	507		-	25
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	-	2	(15)	42
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**46**	**181**	**35**	**(386)**

(1) Couverture de flux de trésorerie relatives à des périodes données.
(2) Couverture de flux de trésorerie relatives à des transactions données.
(3) Comprend -86 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.

15.2 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, GBU 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 appliqués 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 trois ans (cinq ans pour les contreparties du secteur public).

Dans un contexte de détérioration de l'environnement économique mondial, de prix de l'énergie atteignant des niveaux historiquement élevés et d'une guerre en Ukraine qui perdure, le Groupe a maintenu tout au long de l'exercice le suivi des encaissements et a renforcé le suivi du risque de défaillance dans ses activités *BtoB*, *BtoC* et *Energy Management*.

Dans le cadre de ses activités marché (essentiellement sur les clients *BtoB*), le Groupe a pris en compte, dans l'évaluation de ses pertes de crédit attendues, des informations prospectives permettant de refléter au mieux la situation d'une série de secteurs économiques jugés comme étant les plus critiques. En particulier, un ajustement spécifique du taux de provisionnement des pertes de crédit attendues a été réalisé au 31 décembre 2022 sur certains clients des secteurs d'activités à forte consommation d'énergie, et donc particulièrement exposés à l'augmentation significative du prix des matières premières.

Par ailleurs, le risque de défaillance relatif aux activités de fournitures d'énergie *BtoC* du Groupe a été, jusqu'ici, relativement limité compte tenu de la mise en place, par certains pays, de mesures gouvernementales visant à limiter l'augmentation des prix (bouclier tarifaire, chèques énergie, plan d'étalement des paiements…) ainsi que par l'existence, dans le portefeuille du Groupe, de clients ayant encore un contrat dont le prix fixe a été conclu avant la crise.

15.2.1 Risque de contrepartie lié aux 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 GBU 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 est basée 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).

Les grandes expositions de GEMS, sur des contreparties de *trading* et des grands clients commerciaux, font l'objet d'un suivi régulier par les organes de gouvernance Groupe.

15.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Le total des en-cours 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 6 084 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 14 438 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Approche individuelle

		31 déc. 2022							
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	22 754	21 321	1 316	118	22 754	20 668	2 086	22 754
	Pertes de valeur attendues	(737)	(533)	(75)	(129)	(737)	(452)	(285)	(737)
TOTAL		**22 017**	**20 787**	**1 241**	**(11)**	**22 017**	**20 216**	**1 801**	**22 017**
Actifs de contrats	Brut	5 277	5 245	29	3	5 277	4 100	1 177	5 277
	Pertes de valeur attendues	(20)	(16)	-	(4)	(20)	(13)	(7)	(20)
TOTAL		**5 256**	**5 229**	**29**	**(1)**	**5 256**	**4 087**	**1 169**	**5 256**

		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**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

Approche collective

		31 déc. 2022				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2022
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	4 459	300	101	272	673
	Pertes de valeur attendues	(1 151)	(19)	(47)	(172)	(238)
TOTAL		**3 308**	**281**	**54**	**100**	**435**
Actifs de contrats	Brut	7 370	8	-	1	10
	Pertes de valeur attendues	(27)	-	(8)	-	(8)
TOTAL		**7 343**	**8**	**(8)**	**1**	**2**

		31 déc. 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**

15.2.1.2 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 (CVA), qui est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés, se base sur des probabilités de défaut dont les paramètres ont été mis à jour, dans un contexte d'incertitude, pour tenir compte d'un risque accru de défaut de paiement.

L'extrême volatilité des prix des matières premières n'a pas significativement modifié l'exposition du Groupe en raison de la qualité de crédit de ses contreparties.

	31 déc. 2022		31 déc. 2021	
En millions d'euros	Investment Grade [1]	Total	Investment Grade [1]	Total
Exposition brute [2]	36 371	46 012	35 386	43 660
Exposition nette [3]	12 434	16 124	15 796	19 089
% de l'exposition crédit des contreparties "Investment Grade"	77,1%		82,7%	

(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.

15.2.2 Risque de contrepartie lié aux 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.

15.2.2.1 Prêts et créances au coût amorti

Le total des en-cours 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 547 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 977 millions d'euros au 31 décembre 2021).

	31 déc. 2022						
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	6 596	274	720	7 591	3 490	4 101	7 591
Pertes de valeur attendues	(99)	(38)	(1 154)	(1 291)	(158)	(1 133)	(1 291)
TOTAL	**6 497**	**236**	**(434)**	**6 300**	**3 332**	**2 967**	**6 300**

	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**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

En 2022, le Groupe a déprécié 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).

15.2.2.2 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. 2022				31 déc. 2021			
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	15 738	92,3%	4,5%	3,2%	14 194	85,9%	8,2%	5,9%

(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 2022, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 30% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

15.3 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, qui sont un moyen d'atténuer, par le biais de sûretés, le risque de contrepartie sur les instruments de couverture.

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 terme 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, ainsi que sur l'émission de lettres de crédit. Compte tenu de la forte volatilité actuelle des marchés, ces appels de marge peuvent produire des effets temporels significatifs sur la position de trésorerie du Groupe, le recours aux deux leviers ci-dessus a donc été renforcé afin de maîtriser les impacts sur la trésorerie. 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 2022, 81% 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 :

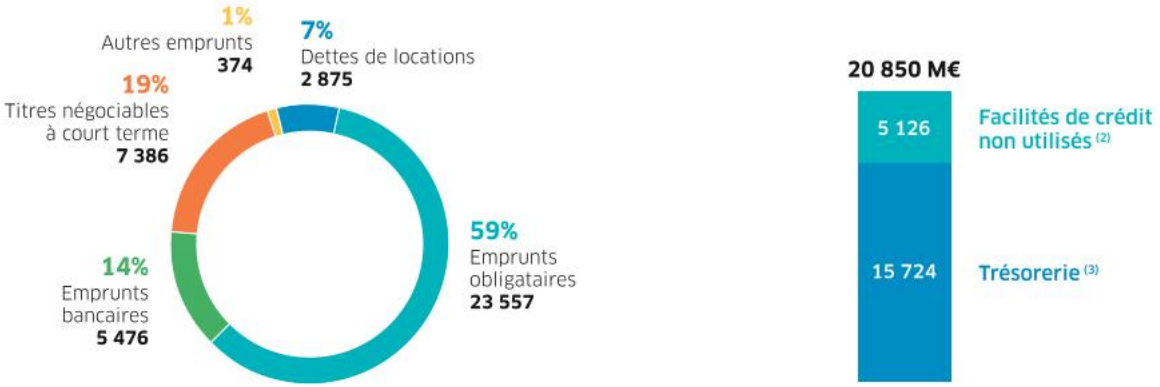
- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

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 (*US 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 en-cours 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 [1]

En millions d'euros



(1) *Ces sources de financements et de liquidité ne comprennent pas les titres super-subordonnés qui sont comptabilisés en capitaux propres (cf. Note 16.2.1 «Émission de titres super-subordonnés»).*
(2) *Net des titres négociables à court terme.*
(3) *Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie pour 15 570 millions d'euros, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net pour 769 millions d'euros, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie pour 615 millions d'euros, 78% placés en zone euro.*

Au 31 décembre 2022, 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.

15.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Flux contractuels non actualisés sur l'en-cours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Emprunts obligataires	2 550	930	1 518	2 316	2 493	13 751	23 557	26 240
Emprunts bancaires	797	381	447	247	464	3 141	5 476	5 806
Titres négociables à court terme	7 386	-	-	-	-	-	7 386	4 962
Dettes de location	403	398	304	275	251	1 624	2 875	2 043
Autres emprunts	140	4	2	1	2	225	374	903
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	615	-	-	-	-	-	615	499

Les autres actifs financiers et trésorerie et équivalents de trésorerie venant en réduction de l'endettement financier net ont une liquidité inférieure à un an.

Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'en-cours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'en-cours des emprunts	916	796	757	701	602	7 358	11 131	10 676

Flux contractuels non actualisés sur l'en-cours des dérivés (hors matières premières)

En millions d'euros	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Dérivés (hors matières premières)	(15)	(127)	(20)	(12)	(10)	423	239	126

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 2022, 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 1 407 millions d'euros (dont environ 72% sont relatifs à des engagements potentiels au-delà de 2027). Ce montant concerne des contrats de location qui n'ont pas encore pris effet (locations immobilières et de méthaniers).

De plus, le Groupe est également exposé à des sorties de trésorerie futures, sous la forme de paiements de loyers variables, dans le cadre de l'extension de la concession du Rhône. Ces loyers variables sont fonction des recettes résultant des ventes d'électricité.

Facilités de crédit confirmées non utilisées

En millions d'euros	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Programmes de facilités de crédit confirmées non utilisées	1 339	854	5 670	-	4 004	644	12 511	11 961

Parmi ces programmes disponibles, 7 386 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.

Au 31 décembre 2022, aucune contrepartie ne représentait plus de 10% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

15.3.2 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	2023	2024	2025	2026	2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Instruments financiers dérivés passifs								
afférents aux activités de portfolio management	*(11 693)*	*(24 661)*	*(7 271)*	*(2 458)*	*(1 075)*	*(2 102)*	*(49 260)*	*(35 541)*
afférents aux activités de négoce	-	-	-	-	-	-	-	*(9 365)*
Instruments financiers dérivés actifs								
afférents aux activités de portfolio management	*10 035*	*18 122*	*7 860*	*4 323*	*432*	*202*	*40 975*	*35 368*
afférents aux activités de négoce	*5 098*	-	-	-	-	-	*5 098*	*8 304*
TOTAL	**3 441**	**(6 538)**	**589**	**1 866**	**(644)**	**(1 900)**	**(3 187)**	**(1 234)**

15.3.3 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 GEMS (exprimés en TWh).

En TWh	2023	2024-2027	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2022	Total au 31 déc. 2021
Achats fermes	(423)	(762)	(700)	(1 884)	(1 922)
Ventes fermes	435	552	256	1 243	1 421

NOTE 16 Éléments sur les capitaux propres

16.1 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 2021	**2 435 285 011**	**(15 083 149)**	**2 420 201 862**	**2 435**	**26 058**	**(199)**
Dividende distribué en numéraire					(394)	
Offre Link 2022		13 079 518	13 079 518			171
Augmentation de capital Link	3 081 774		3 081 774	3	29	
Réduction de capital Link	(3 081 774)	3 081 774		(3)	(27)	40
Achat/vente d'actions propres		(19 054 771)	(19 054 771)			(245)
Attribution actions gratuites		3 446 201	3 446 201			43
Réévaluation						
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**2 435 285 011**	**(14 530 427)**	**2 420 754 584**	**2 435**	**25 667**	**(189)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2022 résulte :

- du plan mondial d'actionnariat salarié dénommé "Link 2022". Au total, 16,2 millions d'actions ont été souscrites. Le 22 décembre 2022, l'opération s'est traduite, d'une part, par une cession de 13,1 millions d'actions aux salariés rachetées sur le marché lors du 4e trimestre 2022 pour 171 millions d'euros et, d'autre part, par une augmentation de capital d'un montant de 32,4 millions d'euros. Ce dernier montant se répartit en une augmentation de 3,1 millions d'euros de capital et 29,3 millions d'euros de prime d'émission ;
- d'une réduction de capital de 40,4 millions d'euros par annulation de 3,1 millions d'actions en réduction du capital, 10,7 millions d'euros imputés sur les réserves et 26,6 millions d'euros imputés en prime d'émission ;
- des livraisons d'actions propres à hauteur de 3,4 millions d'actions dans le cadre des plans d'attributions gratuites d'actions ; et
- du rachat sur le marché de 2,9 millions d'actions propres.

16.1.1 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 19 "Paiements fondés sur des actions" sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

16.1.2 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 21 avril 2022. 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 2022, le Groupe détient 14,5 millions d'actions propres. À ce jour toutes les 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.

16.2 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 34 097 millions d'euros au 31 décembre 2022, dont 25 667 millions d'euros au titre des primes liées au capital. Les primes liées au capital intègre une partie du versement du dividende en numéraire au titre de l'exercice 2021 pour un montant de -394 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.

16.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé en octobre 2022 au remboursement anticipé de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 374 millions d'euros, se traduisant par :

- un rachat anticipé de 244 millions d'euros de titres super-subordonnés verts (PERP NC 04/2023, coupon 1,375%, code ISIN : FR0013310505) sur un montant nominal résiduel de 274 millions d'euros. À la suite de ce rachat, le Groupe, ayant remboursé plus de 80% de cette dette hybride, a réalisé un *squeeze-out* pour le solde, soit 30 millions d'euros, qui a été réglé le 5 décembre 2022 ;
- un rachat anticipé partiel de deux autres tranches de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 100 millions d'euros, soit :
  - 55 millions d'euros (PERP NC 06/2024, coupon 3,875%, code ISIN : FR0011942283) sur un montant nominal résiduel de titres super-subordonnés verts de 393 millions d'euros,
  - 45 millions d'euros (PERP NC 07/2031, coupon 1,875%, code ISIN : FR00140046Y4) sur un montant nominal de 750 millions d'euros.

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 2022, l'en-cours des titres super-subordonnés, en valeur nominale, s'élève à 3 393 millions d'euros, contre 3 767 millions d'euros au 31 décembre 2021.

En 2022, le Groupe a versé 77 millions d'euros aux détenteurs de ces titres, soit 90 millions d'euros au titre des coupons, net de 13 millions d'indemnités de remboursement anticipé reçues. 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.

16.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 27 365 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 27 758 millions d'euros au 31 décembre 2021), dont 25 667 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

16.2.3 Dividendes

Il a été proposé à l'Assemblée Générale d'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 2 060 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2021. Ce dividende unitaire a été 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 s'élève à 22 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2022

Il sera proposé à l'Assemblée Générale d'ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022 de verser un dividende unitaire de 1,40 euro par action soit un montant total de 3 389 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2022. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2022 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2022. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2022, cette majoration est évaluée à 40 millions d'euros.

Sous réserve de l'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le mercredi 26 avril 2023, le dividende dont le coupon aura été détaché le vendredi 28 avril 2023, sera payé le mercredi 3 mai 2023. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2022, les états financiers à fin 2022 étant présentés avant affectation.

16.2.4 Autres opérations

Le 31 mars 2022, le Groupe a signé un accord de cession d'une participation de 49%, sans perte de contrôle, dans un portefeuille de 665 MW d'énergies renouvelables (éolien et solaire) aux États-Unis au groupe américain InfraRed Capital Partners. ENGIE continue à consolider ces actifs par intégration globale et à en assurer l'exploitation et la maintenance. Cette opération s'est traduite par un encaissement de 224 millions d'euros et une augmentation similaire des capitaux propres.

16.3 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 2022 et au 31 décembre 2021, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Instruments de dette	(369)	9
Couverture d'investissement net [1]	(386)	(371)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières) [1]	218	(699)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) [1]	(318)	4 383
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(112)	(1 064)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt [2]	300	(546)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	118
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ECARTS DE CONVERSION	**(668)**	**1 831**
Écarts de conversion	(1 422)	(2 136)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(2 090)**	**(306)**

(1) Cf. Note 15 "Risques liés aux instruments financiers".
(2) Cf. Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

16.4 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 *(cf. Note 16.1.2 "Actions propres")*, 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 divisée 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 17 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 pour avantages 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) *(cf. Note 17.2)* ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de gestion 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) *(cf. Notes 17.2 et 17.3)* ;
- 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 2021	**7 000**	**15 119**	**1 172**	**2 169**	**25 459**
Dotations	279	1 028	6	669	1 981
Reprises pour utilisation	(379)	(163)	(62)	(630)	(1 235)
Reprises pour excédent	(1)	-	-	(41)	(42)
Variation de périmètre	29	-	(3)	46	72
Effet de la désactualisation	89	454	28	5	576
Écarts de change	13	-	14	4	32
Autres	(2 558)	2 579	175	(13)	184
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**4 471**	**19 017**	**1 330**	**2 209**	**27 027**
Non courant	4 393	18 594	1 329	346	24 663
Courant	78	423	1	1 863	2 365

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 2022 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. 2022
Résultat des activités opérationnelles	(738)
Autres produits et charges financiers	(577)
TOTAL	**(1 315)**

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

17.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

17.2 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.

17.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003, partiellement abrogée et modifiée par la loi du 12 juillet 2022 attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion du combustible usé. Cette loi organise 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.

Conformément à la loi, la CPN procède tous les trois ans, à un audit de l'application faite des méthodes de calcul utilisées pour la constitution des provisions nucléaires et de leur adéquation.

Dans ce contexte un dossier de réévaluation triennal des provisions nucléaires a été transmis le 2 septembre 2022 par Synatom à la CPN qui a émis un ensemble de remarques le 16 décembre 2022 tendant à la confirmation des scénarios de référence, à l'ajout de coûts complémentaires et à l'ajustement des taux d'actualisation. Les provisions comptabilisées au 31 décembre 2022 prennent intégralement en compte les remarques et hypothèses retenues par la CPN.

Toutefois, contestant certaines remarques de la CPN du fait de leur caractère exagérément conservateur ou inadapté techniquement, le Groupe a remis le 14 février 2023, conformément à la loi, une nouvelle proposition adaptée expliquant les raisons pour lesquelles il considère qu'il ne peut leur être donné suite. La CPN rendra ensuite son avis définitif, le cas échéant, sous le contrôle juridictionnel de la Cour des marchés de Bruxelles.

Par ailleurs, dans la perspective d'une éventuelle prolongation des réacteurs nucléaires de Doel 4 et Tihange 3, le Groupe ENGIE est entré en discussion avec le gouvernement belge sur le plafonnement libératoire pour ENGIE des coûts de traitement des déchets nucléaires qui représentent environ 58% du total des provisions comptabilisées au 31 décembre 2022. Une lettre d'intention entre les parties a été signée le 22 juillet 2022, confirmée et enrichie par un accord de principes non engageant du 9 janvier 2023. Ces documents prévoient des accords de principes étendus pour le 15 mars et un accord engageant pour juin 2023. Dans l'hypothèse d'un accord effectif entre les parties, le différentiel entre le montant du plafonnement libératoire et le montant des provisions constatées au 31 décembre 2022 serait constitutif d'un passif à comptabiliser.

À défaut d'accord global à date, les provisions comptabilisées au 31 décembre 2022 ne tiennent pas compte d'éventuels engagements complémentaires ni réaménagement des passifs du Groupe qui pourraient résulter de ces discussions et restent établies sur la base 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 et 2 et à 40 ans pour les autres unités.

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 usé. Des marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) et intégrées dans ses redevances. Le Groupe estime par ailleurs des marges appropriées pour chaque catégorie de coûts.

La prise en compte des remarques de la CPN et les obligations liées aux projets de dépôts de déchets nucléaires ont conduit à une revalorisation des passifs nucléaires dans les comptes consolidés du Groupe ENGIE de 3,3 milliards d'euros, au-delà de la charge nette annuelle récurrente de l'exercice, principalement induite par une diminution du taux d'actualisation de la provision pour gestion du combustible usé et une augmentation de certains coûts retenus pour l'évaluation de la provision pour le démantèlement des sites de production nucléaire.

Enfin, le montant des provisions ainsi comptabilisées sera également susceptible d'être revu en cas d'accord restant à signer avec le gouvernement belge.

La ventilation des provisions pour démantèlement entre Synatom et Electrabel est présentée ci-dessous :

En millions d'euros	Courant	Non-courant	31 déc. 2022
Provisions pour démantèlement des installations nucléaires Synatom	305	8 464	8 769
Provisions pour gestion de l'aval du cycle nucléaire – Synatom	118	8 970	9 088
Provisions pour démantèlement des installations nucléaires Electrabel	-	1 160	1 160
TOTAL	**423**	**18 594**	**19 017**

17.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

PRINCIPES COMPTABLES

Le calcul des dotations aux provisions pour la gestion du combustible usé 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 usé fera l'objet d'un conditionnement, avant son évacuation en stockage à long terme.

L'hypothèse de stockage de long terme intégrée dans le scénario retenu par la CPN se base sur le dépôt en couche géologique profonde dans un site restant à identifier et qualifier en Belgique. Ce scénario n'est à ce jour pas confirmé par l'adoption d'un programme national conforme à l'article 12 de la directive 2011/70/EURATOM. 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. Un arrêté royal du 28 octobre 2022 a depuis institué "la première partie de la Politique nationale en matière de gestion à long terme des déchets radioactifs de haute activité et/ou de longue durée de vie et précisant le processus d'institution par étapes des autres parties de cette Politique nationale". Cet arrêté royal confirme "le stockage en profondeur de ces déchets sur le territoire belge sur un ou plusieurs sites" comme "l'avant-projet de concept de gestion à long terme des déchets radioactifs visés à l'article 3, en attendant le résultat du processus décisionnel (…)". Il consacre également "la réversibilité de la Politique nationale, qui implique, après reconsidération, la possibilité de revenir sur une ou plusieurs parties de cette Politique". Il n'est ainsi pas possible de garantir que le stockage en profondeur des déchets de catégorie B – de faible ou moyenne activité à longue durée de vie issus du démantèlement – et C – de haute activité et/ou de longue durée de vie – restera la solution technique choisie par la Belgique.

Si cette hypothèse devait être remise en cause, les coûts de la gestion de l'aval du cycle pourraient devoir être ajustés. Le Groupe ENGIE a par ailleurs mis l'État belge en demeure de mettre fin à l'incertitude créée par cet état de fait et aux dommages causés par le report des différents projets nécessaires à la gestion des déchets nucléaires en Belgique et réserve ses droits à en demander le cas échéant réparation.

Compte tenu d'un ensemble d'évolutions du marché du combustible nucléaire, la société de provisionnement nucléaire a proposé et la CPN a confirmé que le scénario de retraitement partiel du combustible afin de permettre le traitement notamment du MOX historiquement utilisé dans les centrales belges, ne pouvait plus être le scénario de référence. Contrairement aux évaluations précédentes, le scénario de référence retenu n'intègre plus le coût d'un contrat de retraitement ni les marges pour aléas associées mais intègre une hypothèse d'évacuation directe du MOX en stockage en profondeur. Si les circonstances venaient à changer, le calcul des coûts pourrait être revu.

Les provisions pour la gestion du combustible usé constituées par le Groupe couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario : entreposage sur site, transport, 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 ;
- 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 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 12 milliards d'euros ;
- 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 par la CPN est de 3,0% (y compris inflation de 2,0%).

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Certaines recommandations de l'ONDRAF n'ayant pas encore pu être quantifiées feront l'objet d'une discussion au sein de la CPN qui formulera le cas échéant un avis complémentaire en 2023.

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 :

- sur base d'une analyse réalisée par les experts du Groupe ENGIE, certaines remarques de la CPN dans le cadre de la procédure de revue triennale décrite ci-dessus sont considérées comme non justifiées et ont fait l'objet d'un avis motivé envoyé à la CPN. L'impact de la prise en compte de cet avis (à taux d'actualisation de 3,0% comme recommandé par la CPN) représenterait une diminution des provisions de 0,5 milliard d'euros ;
- l'entreprise conteste par ailleurs la baisse de 25 points de base par rapport au taux prévalant antérieurement et de 50 points de base par rapport à la proposition initiale de Synatom. Le maintien du taux connu depuis 2019 de 3,25% représenterait une diminution des provisions de 0,7 milliard d'euros ;
- ces différents éléments ont fait l'objet d'un avis motivé du Groupe ENGIE envoyé à la CPN le 14 février 2023, tel que prévu par la loi du 12 juillet 2022 ;
- une augmentation de 10% des redevances de l'ONDRAF au-delà du tarif de référence des redevances pour l'évacuation des déchets de catégorie C se traduirait, à montant de marges d'incertitudes inchangé, par une augmentation des provisions de l'ordre de 0,3 milliard d'euros.

17.2.3 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 :

- 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'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (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 ont conduit l'ONDRAF à revoir la définition de la solution technique de stockage dont une nouvelle évaluation a été établie en 2022 ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas, revues par l'ONDRAF et la CPN ;
- 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 ;
- le taux d'actualisation retenu par la CPN est de 2,5% (y compris inflation de 2,0%).

En outre, les passifs constitués au titre de l'évacuation de déchets opérationnels au niveau d'Electrabel intègrent la mise à jour tarifaire validée par le Conseil d'Administration de l'ONDRAF en mai 2022.

Enfin, le Groupe a également constitué, sur base des provisions des actifs belges se rapprochant le plus de ces centrales, des provisions destinées à couvrir les coûts relatifs à la phase de mise à l'arrêt définitif de ses droits de tirage dans Tricastin et Chooz B ainsi que pour la période de démantèlement qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site de Chooz B, conformément aux accords respectifs conclus avec EDF.

Sensibilité

- Sur base d'une analyse réalisée par les experts du Groupe ENGIE, certaines remarques de la CPN dans le cadre de la procédure de revue triennale décrite ci-dessus sont considérées comme non justifiées et ont fait l'objet d'un avis motivé envoyé à la CPN. L'impact de la prise en compte de cet avis, à taux d'actualisation de 2,50% comme recommandé par la CPN, représenterait une diminution des provisions de 0,6 milliard d'euros.
- 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 85 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

17.2.4 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlements des installations et de gestion des matières fissiles irradiées

17.2.4.1 Principes, objectifs et gouvernance

Comme indiqué au point précédent, la loi belge du 12 juillet 2022, abrogeant partiellement et modifiant la loi 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 du combustible usé. En application de la loi du 11 avril 2003, Synatom pouvait prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans le respect de certains critères en matière de qualité de crédit.

Conformément à la loi du 12 juillet 2022, le montant des prêts en cours entre Synatom et les exploitants nucléaires représentant la contre-valeur des provisions pour la gestion du combustible usé, sera remboursé d'ici le 31 décembre 2025 à Synatom selon un échéancier prévu dans la loi. Le montant des prêts en cours entre Synatom et Electrabel représentant la contre-valeur des provisions pour le démantèlement sera remboursé d'ici le 31 décembre 2030 à Synatom selon un échéancier prévu dans la loi.

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.

Au cours de l'exercice 2022, Synatom a, en conséquence, investi près de 1,9 milliard d'euros dans de tels actifs.

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 12 juillet 2022.

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 CPN conformément à la loi du 12 juillet 2022. 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.

17.2.4.2 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 du combustible usé.

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%	35%
Obligations	40%	55%
Actifs non cotés	20%	10%
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 œuvre cette politique d'investissement, d'une Société d'Investissement à Capital Variable de droit luxembourgeois, *Nuclear Investment Fund* ("NIF") et d'une Société d'Investissement à Capital Variable de droit belge, le *Belgian Nuclear Liabilities Fund* ("BNLF").

17.2.4.3 Évolution des actifs financiers sur l'exercice 2022

La valeur des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires s'élève au 31 décembre 2022 à 6 626 millions d'euros et leur rendement s'établit à -13,56% sur l'exercice. L'année 2022 a été marquée par des évènements sans précédents qui ont fortement augmenté la volatilité des marchés actions et obligataires mondiaux. Les pressions inflationnistes qui ont suivi la crise Covid ont poussé les différentes banques centrales à une série de hausse de taux d'intérêt. Les publications des données macroéconomiques mitigées ainsi que la guerre en Ukraine ont particulièrement impacté les marchés des actions particulièrement en Europe. Toutes les classes d'actifs, excepté le monétaire, ont eu des performances négatives en 2022.

17.2.4.4 Valorisation des actifs financiers sur l'exercice 2022

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. 2022	31 déc. 2021
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	**5**	**8**
Prêt à Sibelga	5	8
Autres prêts et créances au coût amorti	**2 270**	**167**
Instruments de dette – trésorerie OPCVM	2 270	167
Total des prêts et créances au coût amorti	**2 276**	**175**
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	863	1 509
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	24	11
Instruments de capitaux propres à la juste valeur	**887**	**1 520**
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	2 418	2 254
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	933	1 552
Instruments de dette à la juste valeur	**3 350**	**3 806**
Total Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	**4 237**	**5 326**
Instruments financiers dérivés	**113**	**4**
TOTAL (1)	**6 626**	**5 505**

(1) N'inclut pas les stocks d'uranium qui s'élèvent à 308 millions d'euros au 31 décembre 2022, contre 414 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie des OPCVM en attente de placement 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 au travers d'OPCVM sont présentés en instruments de capitaux propres ou en instruments de dette *(cf. Note 14.1 "Actifs financiers")*.

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. 2022	31 déc. 2021
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	(157)	116
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	(282)	51
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	(52)	154
TOTAL	**(491)**	**321**

Le résultat de l'exercice généré par ces actifs dédiés s'élève à -210 millions d'euros en 2022 (228 millions d'euros en 2021).

	Effets sur le résultat du rendement des actifs financiers dédiés	
En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Résultat de cession	14	50
Dividendes reçus	66	45
Intérêts reçus	7	7
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(15)	(115)
Variation de juste valeur des actifs dédiés par résultat	(282)	241
TOTAL	**(210)**	**228**

17.3 Démantèlements des installations non nucléaires et remise en état de sites

17.3.1 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, les scénarios ADEME, 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, tout en maintenant un nombre élevé de connections gaz pour la gestion de la pointe électrique. 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 actifs et l'évaluation des provisions pour leur démantèlement éventuel.

La future Stratégie Française sur l'Énergie et le Climat (SFEC) constituera la feuille de route actualisée de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et assurer l'adaptation de la France aux impacts du changement climatique. Elle sera constituée de la première loi de programmation quinquennale sur l'énergie et le climat (LPEC), qui doit être adoptée avant la fin du premier semestre 2023 et déclinée par la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC 3ème édition), le Plan National d'Adaptation au Changement Climatique (PNACC 3ème édition) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2024-2033), qui doivent être adoptés au 1er semestre 2024. La prochaine révision quinquennale de la PPE et de la SNBC sera ainsi pour la première fois précédée de l'adoption d'une loi de programmation sur l'énergie et le climat, qui fixera les priorités d'action de la politique climatique et énergétique française.

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, et développement d'une palette diversifiée de gaz verts (biométhane, e-CH_4 synthétisé, gaz naturel avec *Carbon-Capture and Storage*, hydrogène pur). Le scénario du Groupe est proche du scénario S3 de l'ADEME.

Du fait de l'importance des 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 permettent 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 en exploitation réduite et non régulés, pour lesquels les provisions constituées pour leur démantèlement s'élèvent à 382 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 402 millions d'euros au 31 décembre 2021.

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.

17.3.2 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Le Groupe et 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 2022, la provision en part Groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 220 millions d'euros contre 251 millions d'euros au 31 décembre 2021.

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 4%.

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.

17.4 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 18 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.

18.1 Description des principaux régimes de retraite

18.1.1 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 2022, la dette actuarielle "retraite" relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,6 milliards d'euros.

La duration de la dette actuarielle "retraite" relative au régime des IEG est de 20 ans.

18.1.2 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 23% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2022. La durée moyenne de ces régimes est de neuf 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 2022, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée en 2022 et en 2021 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 38 millions d'euros.

18.1.3 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.

18.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

18.2.1 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.

18.2.1.1 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 incluant, en 2022, les effets du bouclier tarifaire pour l'électricité et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 2,8 milliards d'euros au 31 décembre 2022. La durée de l'engagement est de 20 ans.

18.2.1.2 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.

18.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant l'indemnisation 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.

18.2.2 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.

18.2.3 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…), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté…).

18.3 Plans à prestations définies

18.3.1 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 2021	**(6 999)**	**72**	**229**
Différence de change	(22)	(2)	-
Variations de périmètre et autres	109	(94)	(29)
Pertes et gains actuariels	2 466	308	-
Charge de l'exercice	(331)	(23)	2
Cotisations/prestations payées	306	55	6
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**(4 471)**	**316**	**208**

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 354 millions d'euros en 2022 (547 millions d'euros en 2021). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 18.3.3 "Composantes de la charge de l'exercice".

La zone euro représente 98% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2022 comme au 31 décembre 2021).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 1 400 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 4 232 millions d'euros au 31 décembre 2021).

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 2 774 millions d'euros en 2022 (contre un gain actuariel de 1 803 millions d'euros en 2021).

18.3.2 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. 2022				31 déc. 2021			
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	**(7 566)**	**(4 649)**	**(499)**	**(12 715)**	**(9 186)**	**(5 167)**	**(565)**	**(14 919)**
Coût des services rendus de la période	(229)	(97)	(45)	(372)	(353)	(88)	(80)	(521)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle	(124)	(60)	(6)	(190)	(85)	(39)	(3)	(126)
Cotisations versées	(8)	-	-	(8)	(13)	-	-	(13)
Modification de régime	-	-	-	-	(2)	-	-	(2)
Variations de périmètre	10	2	-	12	1 108	4	58	1 170
Réductions/cessations de régimes	(87)	-	-	(87)	13	1	-	13
Pertes et gains actuariels financiers	2 118	1 390	81	3 590	869	533	32	1 434
Pertes et gains actuariels démographiques	8	(4)	34	39	(230)	2	11	(217)
Prestations payées	346	110	39	495	389	107	47	543
Autres (dont écarts de conversion)	(33)	-	(1)	(34)	(78)	-	(1)	(78)
Dette actuarielle fin de période **A**	**(5 565)**	**(3 308)**	**(395)**	**(9 268)**	**(7 566)**	**(4 649)**	**(499)**	**(12 715)**
B – VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	**5 843**	-	-	**5 843**	**6 034**	-	-	**6 034**
Produit d'intérêts des actifs de couverture	97	-	-	97	58	-	-	58
Pertes et gains actuariels financiers	(739)	-	-	(739)	629	-	-	629
Cotisations perçues	133	-	-	133	198	-	-	198
Variations de périmètre	3	-	-	3	(862)	-	-	(862)
Cessations de régimes	81	-	-	81	(11)	-	-	(11)
Prestations payées	(260)	-	-	(260)	(283)	-	-	(283)
Autres (dont écarts de conversion)	22	-	-	22	81	-	-	81
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période **B**	**5 181**	-	-	**5 181**	**5 843**	-	-	**5 843**
C – COUVERTURE FINANCIÈRE **A+B**	**(384)**	**(3 308)**	**(395)**	**(4 087)**	**(1 723)**	**(4 649)**	**(499)**	**(6 872)**
Plafonnement d'actifs	(68)	-	-	(68)	(55)	-	-	(55)
Engagements nets de retraites	**(452)**	**(3 308)**	**(395)**	**(4 155)**	**(1 779)**	**(4 649)**	**(499)**	**(6 927)**
TOTAL PASSIF	**(768)**	**(3 308)**	**(395)**	**(4 471)**	**(1 850)**	**(4 649)**	**(499)**	**(6 999)**
TOTAL ACTIF	**316**	-	-	**316**	**72**	-	-	**72**

(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.

18.3.3 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2022 et 2021 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Coûts des services rendus de la période	372	521
Pertes et gains actuariels [(1)]	(116)	(43)
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	6	-
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**261**	**479**
Charge d'intérêts nette	93	68
Total comptabilisé en résultat financier	**93**	**68**
TOTAL	**354**	**547**

(1) Sur avantages à long terme.

18.3.4 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	(3 886)	3 391	(63)	(558)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 360)	1 788	(4)	424
Plans non financés	(4 021)	-	-	(4 021)
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**(9 267)**	**5 180**	**(68)**	**(4 156)**
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)**

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Actions	27	29
Obligations souveraines	25	21
Obligations privées	35	27
Actifs monétaires	4	3
Actifs immobiliers	2	2
Autres actifs	8	18
TOTAL	**100**	**100**

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2022.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à -12,2% en 2022.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2022 s'est élevé à environ 2,6% en assurance de groupe et à environ -14,2% 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	53	33	-	12	2	100
Obligations souveraines	76	1	19	-	3	100
Obligations privées	61	29	1	6	3	100
Actifs monétaires	85	4	3	1	7	100
Actifs immobiliers	92	2	6	-	1	100
Autres actifs	13	-	-	-	87	100

18.3.5 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	
		2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Taux d'actualisation	Zone euro	3,8%	1,2%	3,8%	1,2%	3,8%	1,2%	3,8%	1,2%
	Zone UK	2,1%	1,6%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	4,2%	1,8%	4,2%	1,8%	4,2%	1,8%	4,2%	1,8%
	Zone UK	3,9%	3,6%	-	-	-	-	-	-

18.3.5.1 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 13%.

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 12%.

18.3.6 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2023 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2023, des cotisations de l'ordre de 172 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 122 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.

18.4 Plans à cotisations définies

En 2022, le Groupe a comptabilisé une charge de 91 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe dont 9 millions concernant les régimes multi-employeurs aux Pays-Bas, (contre 196 millions d'euros en 2021 dont 74 millions pour les régimes multi-employeurs aux Pays-Bas). Ces cotisations sont présentées en "Charges de personnel" au compte de résultat.

NOTE 19 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. 2022	31 déc. 2021
Offres réservées aux salariés [1]	(49)	(1)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance [2] [3]	(40)	(47)
Plans d'autres sociétés du Groupe	(3)	-
TOTAL	**(92)**	**(48)**

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.
(2) Dont une charge complémentaire à la suite de la revue des conditions de performance d'un montant de 4,2 millions d'euros en 2022 (reprise de 0,3 million d'euros en 2021).
(3) Dont une reprise pour non atteinte de conditions de présence d'un montant de 9,8 millions d'euros en 2022 (4 millions d'euros en 2021).

19.1 Link 2022

19.1.1 Description des formules proposées par ENGIE

En 2022, les salariés et les anciens salariés du Groupe éligibles ont pu participer à une offre réservée au sein de plans mondiaux d'actionnariat salarié dénommée "Link 2022". L'offre a été mise œuvre principalement sous la forme d'une cession d'actions propres. Le Groupe a proposé aux salariés d'acquérir ces actions au moyen des formules suivantes :

- Link Classique : formule avec décote et abondement permettant aux salariés d'acquérir des actions directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE ;
- Link Multiple : formule permettant aux salariés d'acquérir, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions à prix décoté par rapport au cours de bourse et de bénéficier d'un effet de levier pour compléter leur apport personnel. Par le biais d'un contrat d'échange avec la banque structurant la formule, les salariés bénéficient d'une garantie sur leur apport personnel et d'une garantie de rendement minimum ;
- *Share Appreciation Rights* (SAR) : programme à effet de levier permettant par l'acquisition d'un titre de bénéficier d'un multiplicateur de performance sur ce titre qui sera versé au salarié en trésorerie, à l'expiration d'une période de cinq ans après sa mise en place. La dette qui en résulte à l'égard des salariés est couverte par des *warrants*.

Par ailleurs, le plan Link Classique a été assorti d'un abondement aux conditions suivantes :

- pour les salariés français, des actions ENGIE ont été offertes gratuitement en fonction de l'apport personnel :
  - pour 200 euros d'apport personnel l'abondement était de 200%, puis à 50% pour 100 euros supplémentaires, soit un maximum de 450 euros ;
- pour tous les salariés des autres pays, des actions ENGIE ont été offertes via un plan d'attribution d'actions gratuites, assorti d'une condition de présence du salarié et en fonction de l'apport personnel dans le plan :
  - pour 200 euros d'apport personnel l'abondement était de 200%, puis à 50% pour 100 euros supplémentaires, soit un maximum de 450 euros,
  - l'attribution est soumise à une condition de présence dans le Groupe ENGIE au 22 décembre 2027.

19.1.2 Impacts comptables

Le prix de souscription du plan 2022 est défini par la moyenne des cours de clôture de l'action ENGIE sur le marché Euronext Paris durant les 20 jours de bourse du 18 octobre au 14 novembre 2022 inclus. Le prix de référence, fixé à 13,14 euros, est diminué de 20% pour les formules Classique et Multiple soit 10,52 euros.

La charge comptable des plans Link Classique et Multiple correspond à la différence entre la juste valeur de l'action souscrite et le prix de souscription. La juste valeur tient compte de la condition d'incessibilité des titres, soit cinq ans, prévue par la législation française.

Les hypothèses retenues sont les suivantes :

	5 ans
Taux d'intérêt sans risque	2,70%
Spread du réseau bancaire retail	1,00%
Taux de refinancement pour un salarié	3,70%
Coût du prêt de titres	1,00%
Cours à la date d'attribution	14,38

Les impacts comptables sont les suivants :

	Link Classique	Link Multiple	Abondement Link Classique France	Total
Montant souscrit *(en millions d'euros)*	27	135	-	162
Nombre d'actions souscrites (millions d'actions)	2,6	12,8	0,8	16,2
Décote *(en euros/action)*	3,9	3,9	14,4	
Coût d'incessibilité pour le salarié *(en euros/action)*	(1,4)	(1,4)	(1,4)	
Coût pour le Groupe *(en millions)*	**6**	**32**	**10**	**48**

Le montant total de la souscription à l'offre Link 2022 s'élève à un montant total de 162 millions d'euros comprenant :

- une cession d'actions propres aux salariés d'un montant de 130 millions d'euros ;
- une augmentation de capital et des primes d'émission d'un montant hors frais d'émission de 32 millions d'euros dont respectivement 8 millions d'euros et 24 millions d'euros sur les compartiments Link Classique et Link Multiple.

Il en résulte une charge totale de 48 millions d'euros sur l'exercice 2022 au titre des 15,4 millions d'actions souscrites et 0,8 million d'actions offertes en abondement.

L'impact comptable des SAR, s'agissant d'instruments réglés en trésorerie, consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié par contrepartie résultat. Au 31 décembre 2022, la juste valeur de la dette relative aux attributions de 2018 et 2022 s'élève à 0,2 million d'euros.

19.2 Actions de performance

19.2.1 Nouvelles attributions réalisées en 2022

Plan d'actions de performance ENGIE du 8 décembre 2022

Le Conseil d'Administration du 8 décembre 2022 a approuvé l'attribution de 4,7 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 2026, 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 2026, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2027, 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 500 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 2022 et février 2026, 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 second semestre 2022 et le premier semestre 2025, comptant pour 25% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur le niveau du *Return On Capital Employed* (ROCE) de l'exercice 2025, 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 2022 et décembre 2025, 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 (6 450 actions attribuées).

Plan d'actions gratuites du 18 novembre 2022

Dans le cadre de l'offre réservée aux salariés Link 2022, une attribution d'actions gratuites a été réalisée au bénéfice des souscripteurs à la formule classique proposée à l'international (hors France), soit un total de 247 163 actions gratuites attribuées *(cf. Note 19.1.1 "Description des formules proposées par ENGIE")*.

19.2.2 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 2022.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
18 novembre 2022	22 décembre 2027	22 décembre 2027	14,4	1,15	non	9,20
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 22 décembre 2022						**9,20**
8 décembre 2022	14 mars 2026	14 mars 2027	14,3	1,15	oui	9,91
8 décembre 2022	14 mars 2026	14 mars 2026	14,3	1,15	oui	9,91
8 décembre 2022	14 mars 2026	14 mars 2026	14,3	1,15	non	11,05
8 décembre 2022	14 mars 2027	14 mars 2027	14,3	1,15	oui	8,93
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 8 décembre 2022						**10,24**

19.2.3 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.

NOTE 20 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 21 "Rémunération des dirigeants".

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

20.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

20.1.1 Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2022 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2021. Il lui confère trois représentants au Conseil d'Administration sur un total de 15 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 33,56% des droits de vote théoriques (ou 33,71% des droits de vote exerçables) contre 33,20% à fin décembre 2021.

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.

20.1.2 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 31 décembre 2007, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs. Avec le déploiement des compteurs communicants, pour l'électricité et pour le gaz, les activités "communes" opérées par les deux distributeurs ont été amenées à évoluer fortement. Les activités restantes mixtes concernent principalement la gestion des stocks, les domaines des ressources humaines, de la médecine, de l'informatique de proximité et de la tenue de la comptabilité. Ce périmètre sera encore réduit en 2023 pour être limité aux domaines relatifs à la médecine et aux activités sociales.

20.2 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 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

NOTE 21 Rémunérations des dirigeants

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des Administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 10 membres au 31 décembre 2022 (contre 11 membres au 31 décembre 2021).

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Avantages à court terme	34	22
Avantages postérieurs à l'emploi	-	1
Paiements fondés sur des actions	4	3
Indemnités de fin de contrat	-	7
TOTAL	**37**	**33**

NOTE 22 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 *(cf. Note 13.3 "Immobilisations corporelles")*.

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 négoce 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.

22.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2022	Variation du BFR au 31 déc. 2021
Stocks	(2 115)	(2 349)
Créances commerciales et autres débiteurs	(11 614)	(11 043)
Fournisseurs et autres créanciers	8 521	10 676
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	1 545	364
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de négoce	199	(706)
Autres	1 040	680
TOTAL	**(2 424)**	**(2 377)**

22.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Stocks de gaz naturel, nets	4 628	3 079
Stocks d'uranium [(1)]	308	408
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	1 788	1 526
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 420	1 161
TOTAL	**8 145**	**6 175**

(1) Des instruments financiers de couverture sont adossés à ces stocks d'uranium et représentent un montant de -229 millions d'euros au 31 décembre 2022.

22.3 Autres actifs et autres passifs

	31 déc. 2022				31 déc. 2021			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	766	18 294	(3 646)	(23 583)	478	13 202	(2 341)	(16 752)
Créances/dettes fiscales	-	*14 647*	-	*(16 863)*	-	*10 628*	-	*(11 316)*
Créances/dettes sociales	*523*	*22*	*(2)*	*(2 479)*	*300*	*18*	*(2)*	*(2 033)*
Dividendes à payer/à recevoir	-	*12*	-	*(23)*	-	*15*	-	*(9)*
Autres	*243*	*3 614*	*(3 644)*	*(4 218)*	*178*	*2 541*	*(2 339)*	*(3 395)*

Les autres actifs non courants comprennent notamment une créance de 162 millions d'euros au 31 décembre 2022 vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires (96 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Les autres passifs comprennent 1 981 millions d'euros d'investissements réalisés par des *tax partners* dans le cadre du financement des projets renouvelables aux États-Unis par *tax equity* (1 229 millions d'euros au 31 décembre 2021).

NOTE 23 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.

23.1 Renouvelables

23.1.1 Mexique – Renouvelables

En 2021, 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 constitutionalité 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. Le dossier a été mis en suspens au 1er semestre 2022.

23.2 Infrastructures

23.2.1 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. Néanmoins, la Commission a considéré que le dispositif mis en place constituait une aide d'état illégale pour la période où il a été mis en œuvre sans être préalablement validé. Cette décision a fait l'objet d'une publication au Journal Officiel le 18 mars 2022 ce qui a ouvert le délai de deux mois pour introduire un recours en annulation. À notre connaissance, aucun recours n'a été introduit.

23.3 *Energy Solutions*

23.3.1 Espagne – Púnica

Dans le cadre de l'affaire Púnica (procédure portant sur une affaire d'attribution de marchés), 15 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 ; Cofely España et huit (anciens) collaborateurs ont été renvoyés devant le tribunal correctionnel. Cofely España a fait appel de cette décision le 30 septembre 2021. Le 9 mars 2022, cet appel a été rejeté et la décision de renvoi confirmée. Les audiences devraient débuter en 2023.

23.3.2 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 SA ("ENGIE ESI") par l'Autorité de la Concurrence italienne ("l'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 ESI. Le 17 novembre 2020, l'Autorité a fait appel devant le Conseil d'État italien de la décision du TAR Lazio. Le 9 mai 2022, le Conseil d'État a rejeté l'appel de l'Autorité et a confirmé l'annulation par le TAR Lazio de la décision de l'Autorité. Le 13 juin 2022, deux sociétés ont déposé un recours en révocation extraordinaire contre la décision du Conseil d'État devant le Conseil d'État lui-même. Par ailleurs, le 11 juillet 2022, ces mêmes sociétés ont également déposé un recours contre la décision de rejet du Conseil d'État devant la Cour Suprême. Ces recours n'ont pas d'effet suspensif. Les deux procédures sont en cours.

23.3.3 Italie – Manitalidea

En 2012, dans le cadre d'un marché public lancé par CONSIP, ENGIE Servizi a créé une association momentanée (*associazione temporanea di imprese* ou *ATI*) avec la société Manitalidea en vue de déposer une offre dans le cadre dudit marché. La participation de chacune des sociétés dans l'ATI a été organisée sur une base de 85% pour ENGIE Servizi et de 15% pour Manitalidea. Le marché avait pour objet de fournir de l'énergie et des services d'entretien et de maintenance à des hôpitaux.

En septembre 2012, trois lots du marché public ont été attribués à l'ATI.

Le 11 mars 2022, la société Manitalidea a introduit, auprès du Tribunal Civil de Rome, une action en dommages et intérêts contre ENGIE Servizi, faisant valoir, d'une part, qu'ENGIE Servizi n'aurait pas respecté les dispositions de l'accord d'association momentanée relatives à la répartition des contrats entre les partenaires et, d'autre part, qu'en raison de cette circonstance, Manitalidea aurait perdu une chance de développer son chiffre d'affaires. À la suite de la mise en faillite de Manitalidea, la demande a été étendue pour viser la responsabilité prétendue d'ENGIE Servizi dans les déboires financiers de Manitalidea et dans sa mise en faillite.

Une audience est prévue au cours du 1er semestre 2023.

23.4 Fourniture d'Énergie

23.4.1 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 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. La Cour de cassation, par son arrêt du 6 octobre 2022, a rejeté le pourvoi d'EDF. L'affaire est donc clôturée.

23.4.2 Pérou – Antamina

En 2012, à la suite d'un appel d'offres portant sur l'achat annuel de 170 MW jusqu'en 2032, ENGIE Energía Perú SA a conclu un contrat d'achat long terme de gaz avec la société minière péruvienne Antamina (le "Contrat").

En 2021, Antamina a toutefois procédé à un nouvel appel d'offres portant sur un volume annuel identique et a conclu trois contrats d'achat avec trois nouveaux fournisseurs pour une durée de six mois renouvelables à deux reprises. Ceci remet en cause l'exclusivité et l'obligation de *take or pay* dont ENGIE Energía Perú SA estimait bénéficier jusqu'en 2032 en vertu du Contrat. À la suite de la conclusion de ces nouveaux contrats, Antamina a refusé, à partir de janvier 2022, de prendre livraison de la quantité de gaz qui lui était dévolue en vertu du Contrat et, en conséquence, de payer la pénalité équivalente.

Le 26 avril 2022, ENGIE Energía Perú SA a assigné Antamina en arbitrage pour faire reconnaître le caractère exclusif du Contrat et l'obligation pour Antamina de ne s'approvisionner qu'auprès d'ENGIE. La procédure vise également le paiement des factures impayées depuis janvier 2022. La procédure d'arbitrage est régie par les règles du Centre d'arbitrage de la Chambre de Commerce de Lima. Le 4 janvier 2023, ENGIE Energía Perú SA a déposé son mémoire. Antamina devra déposer le sien pour la fin mars au plus tard.

23.4.3 GEM – GPE

ENGIE a initié au début du 4e trimestre 2022 un arbitrage contre Gazprom export LLC, visant entre autres (i) à faire reconnaître l'inexécution par Gazprom export LLC de ses obligations de livraison de gaz vis-à-vis d'ENGIE au terme de contrats de livraison de gaz long terme et (ii) à obtenir de Gazprom export LLC le paiement de pénalités contractuelles ainsi que la réparation des dommages résultant de cette inexécution.

Cet arbitrage résulte de la situation de sous-livraison significative créée par Gazprom export LLC à compter de mi-juin 2022 vis-à-vis d'ENGIE, suivie, à la fin de l'été 2022, de la décision unilatérale de Gazprom export LLC de réduire ses livraisons à ENGIE en raison d'un désaccord entre les parties sur l'application des contrats.

23.4.4 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. Le 11 avril 2022, le Tribunal de commerce de Paris a constaté l'extinction de l'instance. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est donc éteinte.

23.4.5 Chili – TOTAL

Le 3 janvier 2023, ENGIE ENERGÍA CHILE SA a engagé une procédure d'arbitrage international contre TOTALENERGIES GAS & POWER LIMITED pour violation de ses obligations contractuelles dans le cadre d'un contrat de fourniture de GNL conclu en août 2011.

23.5 Thermique

23.5.1 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 poursuit en 2022 et 2023.

23.5.2 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 SA (ENGIE Brasil Energia) 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 581 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.

Le 22 novembre 2022, ENGIE Brasil Energia a introduit un recours administratif spécial, qui n'a pas été reconnu par le tribunal administratif. Le 9 janvier 2023, la société a introduit un autre recours administratif demandant la reconnaissance du recours administratif spécial et l'analyse du fond de l'affaire. Si cette procédure n'aboutit pas, l'affaire devra alors être jugées par les cours et tribunaux judiciaires ordinaires.

23.5.3 Italie – taxe sur les surprofits

En décembre 2022, ENGIE a introduit une action en vue d'obtenir le remboursement de la taxe qu'elle a payée, en juillet et novembre 2022, pour un montant total de plus de 308 millions d'euros, en application des deux décrets lois (n° 21 et 50/2022) ayant créé une contribution exceptionnelle de solidarité à la charge des opérateurs du secteur énergétique. ENGIE conteste la validité de l'assiette de cette taxe par rapport à l'objectif de la loi, sa compatibilité avec la Constitution italienne ainsi que sa compatibilité avec les engagements européens de l'Italie (droit européen).

23.5.4 EPC Flémalle

En novembre 2021, Electrabel SA a conclu un contrat EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) avec SEPCO III pour la construction d'une centrale à gaz à Flémalle (Belgique), dans le cadre du CRM (Capacity Rémunération Mechanism).

En août 2022, Electrabel SA a résilié le contrat EPC avec SEPCO III pour non-exécution de ses obligations contractuelles et a engagé en novembre 2022 une procédure d'arbitrage pour obtenir la réparation de son dommage.

23.6 Nucléaire

23.6.1 Prolongation de l'exploitation des unités nucléaires 2015-2025

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 un et 2 devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. La Cour constitutionnelle, 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 de l'évaluation préalable requise et comprenant une participation du public et une consultation transfrontalière, au plus tard jusqu'au 31 décembre 2022.

L'évaluation environnementale et la consultation du public transfrontalier ont été réalisées par l'État belge en 2021. Le projet de loi reprenant la conclusion de cette évaluation et de la consultation a été voté par le Parlement fédéral belge le 11 octobre 2022 et a été publiée le 3 novembre 2022.

Le recours devant le Conseil d'État à l'encontre des décisions administratives ayant permis l'extension de la durée de vie des unités de Doel 1 et Doel 2, est, par ailleurs, toujours pendant.

23.6.2 Mise à l'arrêt définitive des centrales de Doel 3 et Tihange 2

Différentes associations ont introduit des recours devant le Tribunal de Première Instance de Bruxelles à l'encontre d'Electrabel, de l'État belge, de l'Agence de Sûreté nucléaire et/ou du réseau de transport d'électricité Elia pour contester les décisions et actions de mise à l'arrêt des centrales de Doel 3 (intervenue le 23 septembre 2022) et/ou Tihange 2 (qui interviendra le 31 janvier 2023). Par un premier jugement en date du 16 novembre 2022, le Tribunal de Première Instance, statuant en référé dans une des affaires, a confirmé les décisions et actions prises dans le cadre de la mise à l'arrêt. Les affaires se poursuivent au fond avec un calendrier s'étalant sur l'année 2023.

23.7 Autres

23.7.1 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 ont été restituées à l'établissement bancaire cessionnaire. L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'État par les deux parties. En parallèle, à la suite de la décision de la Cour de Justice de l'Union européenne du 12 mai 2022, interprétant le prélèvement du précompte lors de la redistribution par une société mère de dividendes reçus de filiales établies dans l'Union européenne, comme incompatible avec la directive 90/435/CE de 1990, le Conseil d'État a été invité par plusieurs groupes, dont ENGIE en juin 2022, à poser une question prioritaire de constitutionalité au Conseil Constitutionnel, afin que celui-ci statue sur l'inconstitutionnalité de la législation précompte. Le Conseil d'État a fait droit à cette demande. En octobre 2022, le Conseil Constitutionnel a débouté ENGIE et d'autres groupes de leur demande. Cette décision n'aura pas d'impact financier dans les comptes d'ENGIE et peu sur les autres procédures en cours.

Par ailleurs, à la suite d'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. Aucune action n'a été entreprise, à ce jour, en raison du contentieux parallèle sur le fondement de la directive 90/435/CE.

23.7.2 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. À la suite des échanges de mémoires avec la Commission, le 21 mars 2022, ENGIE a déposé une demande d'audience de plaidoirie et de jonction des pourvois. L'audience s'est tenue fin janvier 2023.

23.7.3 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 ("Cour"). La procédure d'appel suspend automatiquement l'exécution de l'ensemble des sanctions prononcées par le UOKiK. Le 21 novembre 2022, la Cour a annulé dans son intégralité la décision du UOKiK. Le UOKiK a interjeté appel de cette décision.

23.7.4 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. À la suite du 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, a introduit un pourvoi en cassation. En juillet 2022, la Cour de cassation a décidé de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne de questions préjudicielles afin que cette dernière juge de la compatibilité de la législation néerlandaise en matière d'intérêts avec trois des libertés fondamentales européennes.

23.7.5 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 SA était excessif. ENGIE et Electrabel SA 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 qui ont de nouveau échangé leurs positions respectives fin 2022. Aucun problème majeur n'a été identifié.

NOTE 24 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes au 31 décembre 2022.

NOTE 25 Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux

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 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	**4,5**	**5,7**	**10,2**	**5,2**	**10,5**	**15,7**	**25,9**
ENGIE SA	2,4	-	2,4	2,8	-	2,8	5,1
Entités contrôlées	2,1	5,7	7,8	2,4	10,5	12,9	20,7
Services autres que la certification des comptes	**0,6**	**1,1**	**1,7**	**0,9**	**1,0**	**1,8**	**3,5**
• **ENGIE SA**	**0,5**	**0,5**	**1,0**	**0,7**	**-**	**0,7**	**1,8**
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	*0,4*	*-*	*0,4*	*0,4*	*-*	*0,4*	*0,7*
Dont autres missions d'audit	*0,1*	*-*	*0,1*	*0,3*	*-*	*0,3*	*0,5*
Dont missions de revue de contrôle interne	*-*	*-*	*-*	*0,0*	*-*	*0,0*	*0,0*
Dont services de due diligence	*-*	*0,5*	*0,5*	*-*	*-*	*-*	*0,5*
Dont missions fiscales	*0,0*	*-*	*0,0*	*-*	*-*	*-*	*0,0*
• **Entités contrôlées**	**0,1**	**0,5**	**0,7**	**0,1**	**1,0**	**1,1**	**1,7**
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	*0,0*	*0,3*	*0,3*	*0,1*	*0,2*	*0,3*	*0,6*
Dont autres missions d'audit	*0,1*	*0,0*	*0,1*	*0,0*	*0,2*	*0,2*	*0,3*
Dont missions de revue de contrôle interne	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Dont services de due diligence	*0,0*	*-*	*0,0*	*-*	*-*	*-*	*0,0*
Dont missions fiscales	*-*	*0,2*	*0,2*	*-*	*0,5*	*0,5*	*0,8*
TOTAL	**5,1**	**6,8**	**11,9**	**6,1**	**11,4**	**17,5**	**29,4**

NOTE 26 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités 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 2022

À 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 2022, 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 2022 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

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 ciavant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles

[notes 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement", 9.1 "Pertes de valeur", 13.1 "Goodwill" et 13.4 "Tests de perte de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles" de l'annexe aux comptes consolidés]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Au 31 décembre 2022, la valeur nette des *goodwill*, des immobilisations incorporelles et corporelles s'élève à un montant global de 75,7 milliards d'euros (après comptabilisation d'une perte de valeur de 2,3 milliards d'euros en 2022), soit 32,1 % du total bilan, et se répartit comme suit : • *Goodwill* : 12,9 milliards d'euros ; • Immobilisations incorporelles : 7,4 milliards d'euros ; • Immobilisations corporelles 55,5 milliards d'euros. Les tests de perte de valeur sont réalisés, s'agissant des actifs, au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) telles que définies par votre Groupe et, s'agissant des goodwill, au niveau des secteurs opérationnels au sens de la norme IFRS 8 qui représentent le niveau le plus fin auquel les goodwill sont suivis pour les besoins de gestion interne, conformément aux dispositions de la norme IAS 36 "Dépréciations d'actifs". Ainsi, au 31 décembre 2022, les *goodwill* se répartissent comme suit entre les différents secteurs opérationnels : • Infrastructures : 5,3 milliards d'euros ; • Renouvelables : 2,1 milliards d'euros ; • Fourniture d'énergie : 1,8 milliard d'euros ; • Energy Solutions : 1,3 milliard d'euros ; • Thermique : 1,2 milliard d'euros ; • Nucléaire : 0,8 milliard d'euros ; et • Autres : 0,4 milliard d'euros.	Nous avons examiné la définition des UGT ainsi que l'allocation des goodwill aux secteurs opérationnels. 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. Pour chacun des goodwill et pour les UGT présentant un risque spécifique de perte de valeur que nous avons jugé important, 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, 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 réglementations applicables à date et de leurs évolutions prévues ;

Point clé de l'audit

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels votre Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation, correspond, dans la plupart des cas, à la valeur d'utilité déterminée à partir :

- des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2023 et du plan d'affaires à moyen terme 2024-2025 approuvés par le Comité exécutif 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 2026-2050 et approuvé par le Comité exécutif.

Ces valeurs recouvrables reposent, après prise en compte des enjeux climatiques tel qu'exposés en note 1.3.3, sur des hypothèses clés, présentées dans la note 13.4 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 considérons que le risque de perte de valeur est 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 a considéré en particulier :
  - un arrêt progressif d'ici 2025 de l'ensemble des unités en Belgique. En effet, en l'absence (i) d'accord engageant à date susceptible de résulter des négociations en cours entre le gouvernement belge et votre société et (ii) d'informations précises sur les conditions économiques applicables, le cas échéant, au-delà de 2025, aux réacteurs nucléaires de seconde génération Doel 4 et Tihange 3, votre Groupe n'a pas pris en compte de période d'extension au-delà de 2025 dans les tests de perte de valeurs réalisés au 31 décembre 2022 ;
  - la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France au-delà des durées d'exploitation actuelles ;

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels une intention de cession est privilégiée par votre Groupe 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 environnement économique et financiers incertain lié en particulier à la forte volatilité des marchés des matières premières et de la guerre en Ukraine et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

Notre réponse

- 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 de production nucléaire en Belgique, nous nous sommes entretenus avec la Direction et avons pris connaissance de l'état d'avancement des discussions en cours entre le Groupe et le gouvernement belge au travers, notamment, de la lettre d'intention et de l'accord non engageant respectivement signés par les parties le 22 juillet 2022 et le 9 janvier 2023.

S'agissant des actifs pour lesquels une intention de cession est privilégiée par le 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, 9.1 et 13.4, de l'annexe aux comptes consolidés, en particulier les éléments se rapportant aux analyses de sensibilité réalisées par votre Groupe.

Évaluation 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", 17 "Provisions" et 17.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire" de l'annexe aux comptes consolidés]

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, partiellement abrogée et modifiée par la loi du 12 juillet 2022, 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 2022, ces provisions nucléaires de moyen et long terme s'élèvent respectivement à 9,1 milliards d'euros pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire irradié et à 8,8 milliards d'euros pour le démantèlement des centrales nucléaires. Ces provisions sont estimées à partir du cadre légal et contractuel actuel et prennent intégralement en compte les remarques et hypothèses émises par la CPN le 16 décembre 2022 dans le cadre de la révision triennale prévue par les dispositions légales et réglementaires, induisant une augmentation des provisions de 2,9 milliards d'euros. Toutefois, le Groupe a remis le 14 février 2023, une nouvelle proposition adaptée expliquant les raisons pour lesquelles il considère qu'il ne peut être donné suite à certaines remarques de la CPN, laquelle rendra ensuite son avis définitif sur le quantum de provisions qu'elle estime nécessaire. Par ailleurs, dans la perspective d'une éventuelle prolongation des réacteurs nucléaires de seconde génération de Doel 4 et Tihange 3, le Groupe est entré en discussion avec le gouvernement belge sur le plafonnement libératoire pour votre société des coûts de traitement des déchets nucléaires qui représentent environ 58 % du total des provisions comptabilisées au 31 décembre 2022. À défaut d'accord global à date, les provisions comptabilisées au 31 décembre 2022 ne tiennent pas compte d'éventuels engagements complémentaires qui pourraient résulter de ces discussions et qui seraient constitutifs d'un passif à comptabiliser par le Groupe. 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 hypothèses macroéconomiques appliquées (taux d'inflation et d'actualisation), ainsi qu'aux scénarios industriels retenus et aux estimations de coûts associées, tels que notamment les décisions qui seront finalement prises par le gouvernement belge sur les solutions de traitement des déchets nucléaires ou l'approbation par les autorités de sûreté nucléaire du plan de démantèlement retenu et de son calendrier.	En cette année de révision triennale des provisions nucléaires par la CPN et de poursuite des discussions avec le gouvernement belge en vue d'un accord global sur une éventuelle extension de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires de seconde génération Doel 4 et Tihange 3 et sur le plafonnement libératoire pour votre société des coûts de traitement des déchets nucléaires, nous avons (i) apprécié les dispositifs mis en œuvre par le Groupe en vue d'évaluer les provisions constituées au titre des obligations relatives aux installations de production nucléaire, (ii) examiné les conclusions, observations et recommandations formulées dans l'avis de l'ONDRAF, l'ensemble de remarques émises par la CPN ainsi que la nouvelle proposition adaptée remise par le Groupe à la CPN dans le cadre du processus réglementaire de révision triennale des provisions nucléaires et (iii) apprécié l'incidence sur les comptes des discussions en cours avec le gouvernement belge sur un éventuel plafonnement libératoire pour votre société des coûts de traitement des déchets nucléaires. Nos diligences ont principalement consisté à examiner : • les bases sur lesquelles les provisions ont été évaluées, • la cohérence des scénarios industriels retenus au regard de l'environnement légal et régulatoire actuel, des discussions en cours avec le gouvernement belge et des choix de politique nucléaire restant à effectuer en Belgique ; • la concordance des prévisions de coûts par nature et des échéanciers de décaissements avec les études et devis disponibles et, pour le démantèlement, avec une étude d'un bureau d'experts indépendants mandaté par la société Synatom ; • le niveau des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié ; • la concordance des volumes de combustible usé produits à date et des estimations de volumes de combustible usé restant à produire avec les données d'inventaires physiques et les données prévisionnelles du Groupe ; • 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 et de taux d'actualisation appliqués aux flux de trésorerie. Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1.3, 17 et 17.2 de l'annexe aux comptes consolidés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses clés.

Estimation des réserves liées aux écarts de prix et du risque de contrepartie dans l'appréciation de la juste valeur des instruments financiers dérivés sur matières premières

[notes 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement", 14.3 "Instruments financiers dérivés", 14.4 "Juste valeur des instruments financiers par niveau" et 15.2.1 "Risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles" de l'annexe aux comptes consolidés]

Point clé de l'audit	Notre réponse

Dans le cadre de son activité opérationnelle d'optimisation de sa base d'actifs physiques ou financiers et de sa gestion des risques de marché, le Groupe détient des instruments financiers dérivés sur matières premières évalués au bilan à leur juste valeur, qui s'élèvent au 31 décembre 2022 à 46,0 milliards d'euros à l'actif et 48,9 milliards d'euros au passif.
Cette juste valeur est déterminée selon différentes approches en fonction de la nature et de la complexité des instruments et, en priorité, 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, est utilisée.
Pour les contrats les plus complexes, les valorisations s'appuient, le cas échéant, sur des modèles faisant intervenir des paramètres majoritairement non observables (les encours concernés étant dès lors classés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur).
La ventilation des encours concernés par niveau de juste valeur est présentée en note 14.4 "Juste valeur des instruments financiers par niveau".
Compte tenu des évolutions observées sur le marché des matières premières au cours de l'exercice 2022, la Direction a pris en compte, dans ses estimations significatives, certaines incertitudes et/ou certains risques spécifiques dans les hypothèses clés retenues pour les valorisations de ces instruments financiers dérivés sur matières premières comptabilisés à son bilan. En particulier, la détermination des paramètres d'évaluation des instruments dérivés sur matières premières comporte une part importante de jugement de la part de la Direction pour :
• la détermination du montant des réserves liées aux écarts de prix (de type "bid ask"), de manière à refléter la diminution de la liquidité observée sur les marchés du gaz et de l'électricité en Europe au cours du second semestre 2022 ; et
• l'évaluation du risque de contrepartie (estimé sur la base de la méthode dite des "pertes de crédit attendues"), notamment pour la mise à jour des probabilités de défaut et des autres paramètres, dans un contexte d'incertitude et de forte volatilité des prix de marché.
Les modalités d'évaluation de ces deux estimations significatives dans l'évaluation des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières sont détaillées en note 14.3 "Instruments financiers dérivés" et 15.2 "Risque de contrepartie".
Nous avons considéré que l'estimation des réserves liées aux écarts de prix et l'évaluation du risque de contrepartie, significatives pour l'évaluation de la juste valeur des instruments dérivés sur matières premières constituaient un point clé d'audit en raison de la part de jugement exercée dans la mise à jour des paramètres considérés, notamment dans un contexte d'incertitude forte sur l'évolution à attendre du prix des matières premières et de la volatilité des marchés.
	Nous avons pris connaissance des méthodologies d'évaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés sur matières premières ainsi que des dispositifs de gouvernance et de contrôle interne associés, notamment ceux relatifs à la mise à jour des paramètres dans l'estimation des réserves liées aux écarts de prix et de l'appréciation du risque de contrepartie.
	Nous avons réalisé, en intégrant dans l'équipe des membres ayant une compétence particulière en systèmes d'information, des travaux sur les contrôles généraux informatiques, les contrôles applicatifs et les informations produites par les outils utilisés pour le calcul des ajustements de valorisation liés aux écarts de prix et aux pertes de crédit attendues.
	Nous nous sommes entretenus avec la Direction des risques et la Direction financière sur les principaux jugements effectués dans la détermination des hypothèses structurantes appliquées à l'évaluation des réserves liées aux écarts de prix et du risque de contrepartie.
	En intégrant dans l'équipe des membres ayant une compétence particulière en valorisation d'instruments financiers dérivés, nous avons :
	• testé les contrôles clés mis en œuvre par le Groupe en matière de valorisation des instruments financiers, notamment ceux relatifs :
	  • à l'approbation et la revue régulière par la Direction des risques des modèles de valorisation ;
	  • à la vérification des paramètres de valorisation ;
	  • à la détermination des ajustements de valeur ;
	• apprécié la cohérence d'ensemble des valorisations de ces contrats, en examinant, sur la base d'échantillons, les hypothèses, les méthodologies et les paramètres de marché alimentant les modèles de valorisation utilisés pour estimer les principaux ajustements de valorisation au 31 décembre 2022, notamment :
	  • les paramètres, essentiellement observables, retenus pour la modélisation des réserves liées aux écarts de prix permettant de refléter la diminution de la liquidité observée sur les marchés du gaz et de l'électricité en Europe au cours du second semestre 2022 ;
	  • les probabilités de défaut et les autres paramètres clés utilisés pour l'estimation des pertes de crédit attendues tenant compte du contexte d'incertitude et de forte volatilité des prix de marché.
	Nous avons également apprécié le caractère approprié de la présentation des modalités de prise en compte de ces différents éléments pour l'estimation de la juste valeur des instruments financiers dérivés sur matières premières dans l'annexe aux comptes consolidés, présentées en note 14.4 et 15.2.1.2.

Principales estimations et jugements portant sur le chiffre d'affaires

[notes 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement", 7.1 "Chiffre d'affaires" et 7.2.1 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats" de l'annexe aux comptes consolidés]

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 2022, (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 ("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 2022, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 5,9 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 31 décembre 2022 au travers du dispositif du "bouclier tarifaire" introduit par la loi de finances pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021) et modifiée par la première loi de finances rectificative pour 2022 (n° 2022-1157 du 16 août 2022), les tarifs réglementés de vente de gaz au niveau de ceux du 1er octobre 2021. Les pertes de recettes supportées par votre Groupe 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 1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2022. 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 ("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 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 janvier 2022 au 31 décembre 2022 ; • 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 2022. Nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1.3, 7.1 et 7.2.1 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 relatives au Groupe, données dans le rapport de gestion 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 extrafinancière prévue par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce figure dans les informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion, 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.

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 directrice 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.

En raison des limites techniques inhérentes au macro-balisage des comptes consolidés selon le format d'information électronique unique européen, il est possible que le contenu de certaines balises des notes annexes ne soit pas restitué de manière identique aux comptes consolidés joints au présent rapport.

Par ailleurs, 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 & ASSOCIÉS et du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 2022, nos cabinets étaient dans la quinzième 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 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 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 7 mars 2023
Les Commissaires aux Comptes

ERNST & YOUNG et Autres		**Deloitte & Associés**	
Charles-Emmanuel CHOSSON	Guillaume ROUGER	Patrick E. SUISSA	Nadia LAADOULI

6.4 COMPTES SOCIAUX AU 31 DÉCEMBRE 2022

6.4.1 ÉTATS FINANCIERS SOCIAUX

Bilan

Actif

			31 déc. 2022			31 déc. 2021
En millions d'euros		Notes	Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
ACTIF IMMOBILISÉ						
Immobilisations incorporelles		**3**	**2 041**	**1 465**	**576**	**555**
Immobilisations corporelles		**3**	**937**	**561**	**375**	**388**
Immobilisations financières		**4**				
Titres de participation			73 039	12 784	60 255	63 361
Autres immobilisations financières			153	76	77	109
TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ	I		76 170	14 887	61 283	64 413
ACTIF CIRCULANT						
Stocks et en-cours		**5**				
Gaz			3 676	-	3 676	1 168
Certificats d'Économie d'Énergie			492	-	492	435
Autres stocks et en-cours			727	-	727	541
Avances et acomptes versés sur commandes			93	-	93	147
Créances d'exploitation		6				
Créances clients et comptes rattachés			17 639	986	16 653	11 871
Autres créances			1 483	-	1 483	651
Créances diverses						
Comptes courants des filiales			10 105	-	10 105	7 533
Autres créances			6 087	2	6 085	7 554
Valeurs mobilières de placement		7	6 062	-	6 062	3 508
Disponibilités			641	-	641	191
TOTAL ACTIF CIRCULANT	II		47 006	989	46 017	33 600
Comptes de régularisation	III	8	9 019	-	9 019	5 673
Écarts de conversion – actif	IV	8	292	-	292	272
TOTAL GÉNÉRAL	(I À IV)		132 488	15 876	116 612	103 958

NB : 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. 2022	31 déc. 2021
FONDS PROPRES				
CAPITAUX PROPRES		9		
Capital social			2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion			25 667	26 058
Écarts de réévaluation			38	39
Réserve légale			244	244
Autres réserves			-	8
Report à nouveau			-	(90)
Résultat net de l'exercice			1 697	1 780
Acompte sur dividende			-	-
Provisions réglementées et subventions d'investissement		10.2	1 036	735
Total capitaux propres	**I**		**31 117**	**31 211**
Autres fonds propres	**II**		**1**	**1**
Total fonds propres	**I + II**		**31 118**	**31 212**
Provisions pour risques et charges	**III**	**10.1**	**3 127**	**2 968**
Dettes		**11**		
Dettes financières		**11**		
Emprunts			31 864	33 015
Dettes rattachées à des participations			4 850	4 850
Comptes courants des filiales			3 551	1 150
Autres			620	346
Total dettes financières	**IV**		**40 885**	**39 361**
Passif circulant				
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours			5	6
Dettes fournisseurs et comptes rattachés			19 543	13 976
Dettes fiscales et sociales			1 806	1 661
Autres dettes			9 438	9 176
Total passif circulant	**V**		**30 793**	**24 819**
Total dettes	**IV+V**		**71 678**	**64 180**
Comptes de régularisation	**VI**	**12**	**10 237**	**5 354**
Écarts de conversion – passif	**VII**	**12**	**452**	**244**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À VI)**		**116 612**	**103 958**

NB : 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. 2022	31 déc. 2021
Ventes d'énergie		63 735	32 046
Autre production vendue		4 765	4 178
Chiffre d'affaires	**13.1**	**68 500**	**36 224**
Variation de la production stockée		-	-
Production immobilisée		16	18
Production		**68 516**	**36 242**
Achats d'énergie et variation des stocks		(61 006)	(29 165)
Autres achats et charges externes		(7 099)	(7 383)
Valeur ajoutée		**411**	**(305)**
Subventions reçues		2 202	355
Impôts et taxes		(188)	(146)
Charges de personnel	13.2	(503)	(507)
Excédent brut d'exploitation		**1 922**	**(603)**
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations		(796)	(175)
Dotations nettes aux provisions	13.3	(134)	158
Transfert de charges		5	2
Autres charges		54	(227)
Résultat d'exploitation		**1 051**	**(846)**
Résultat financier	**14**	**1 786**	**381**
Résultat courant		**2 837**	**(465)**
Résultat exceptionnel	**15**	**(1 461)**	**1 771**
Impôt sur les sociétés	**16.2**	**321**	**474**
RÉSULTAT NET		**1 697**	**1 780**

NB : 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. 2022	31 déc. 2021
Capacité d'autofinancement de l'exercice	**1**	**3 349**	**123**
Variation des stocks		2 750	969
Variation des créances clients (nettes des clients créditeurs)		5 380	7 899
Variation des dettes fournisseurs		(5 567)	(7 745)
Variation des autres postes		(2 870)	(2 006)
Variation du besoin en fonds de roulement	**2**	**(308)**	**(882)**
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	**(1-2) = I**	**3 657**	**1 005**
Immobilisations incorporelles et corporelles		245	250
Immobilisations financières		4 272	3 199
Variation des dettes d'investissement		-	-
Investissements	**1**	**4 517**	**3 449**
Contributions de tiers		-	3
Produits des cessions d'éléments d'actif		6 922	1 531
Réduction des immobilisations financières		83	738
Ressources	**2**	**7 005**	**2 273**
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	**(1-2) = II**	**(2 487)**	**1 176**
DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	**(I-II) = III**	**6 145**	**(171)**
Augmentation et diminution de capital	**1**	**32**	**-**
Dividende et acompte sur dividende versés aux actionnaires	**2**	**(2 083)**	**(1 296)**
Emprunts obligataires		650	2 541
Emprunts Groupe		-	4 001
Crédits à moyen et court terme et autres emprunts		6 414	2 414
Appel au marché financier	**3**	**7 064**	**8 956**
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(8 013)	(7 624)
Remboursements	**4**	**(8 013)**	**(7 624)**
FINANCEMENT	**(1+2+3+4) = IV**	**(2 999)**	**36**
VARIATION DE LA TRÉSORERIE	**(III+IV) = V**	**3 146**	**(135)**

NB : 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	374
NOTE 2	Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices	380
NOTE 3	Immobilisations incorporelles et corporelles	380
NOTE 4	Immobilisations financières	383
NOTE 5	Stocks et en-cours	386
NOTE 6	Créances	388
NOTE 7	Valeurs mobilières de placement	388
NOTE 8	Comptes de régularisation et écarts de conversion Actif	389
NOTE 9	Capitaux propres	389
NOTE 10	Provisions	391
NOTE 11	Dettes financières	393
NOTE 12	Comptes de régularisation et écarts de conversion Passif	397
NOTE 13	Résultat d'exploitation	397
NOTE 14	Résultat financier	399
NOTE 15	Résultat exceptionnel	399
NOTE 16	Situation fiscale	399
NOTE 17	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)	400
NOTE 18	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel	408
NOTE 19	Litiges	412
NOTE 20	Éléments relatifs aux parties liées	413
NOTE 21	Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif	414
NOTE 22	Événements postérieurs à la clôture	414

NOTE 1 Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2022 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, dont 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. ENGIE SA applique cette nouvelle méthodologie de calcul pour l'évaluation de ces engagements hors bilan *(cf. Note 18)*.

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 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 *(cf. Note 4)*

  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 *(cf. Note 17)*

  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 *(cf. Note 6)*

  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 *(cf. paragraphe Créances d'exploitation ci-après)* ;

- l'évaluation des provisions pour risques et charges *(cf. Note 10)*

  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 *(cf. Note 18)*

  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.

Concernant le traitement comptable des redevances d'utilisation de logiciels en mode SAAS – *software as a service*, elles sont immobilisées lorsqu'elles contribuent à la réalisation de développements immobilisables. Leur amortissement est calculé sur leur durée d'utilité. Dans les autres cas, elles sont constatées au compte de résultat au rythme des prestations rendues.

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, l'obtention des certificats par la réalisation de travaux donnant lieu à des économies d'énergie, ou encore 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 ;
- 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'économie 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 dernière enchère d'échanges de garanties de capacité pour l'année de livraison 2023, organisée par Epex Spot, est intervenue le 9 décembre 2022. Pour la première fois, les échanges réalisés ont atteint le prix plafond du mécanisme de capacité défini par la CRE (délibération 2021-371) pour l'année de livraison 2023, soit 60 000 €/MW. Le prix de cette dernière enchère représente le prix de référence des écarts en capacité (PREC) pour l'année 2023, en hausse de 151% par rapport au PREC pour 2022. À noter que la valeur des dernières enchères pour 2024 s'établit à un prix plus bas, de 23 058 €/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.

Dispositif du bouclier tarifaire

Bouclier tarifaire gaz

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) au niveau de prix d'octobre 2021 pour la période du 1er novembre jusqu'au 30 juin 2022. La loi de finances pour 2022 a élargi le dispositif aux offres de marché indexées sur les tarifs réglementés de vente aux particuliers et la loi de finances rectificatives pour 2022 du 16 août 2022 (art. 37) a prolongé le dispositif jusqu'à fin 2022. En complément, le décret n° 2022-514 du 9 avril 2022 a mis en place un dispositif en faveur de l'habitat "collectif" pour les immeubles équipés de chauffage collectif au gaz pour une période allant de novembre 2021 jusqu'à juin 2022. Ce dispositif a été prolongé jusqu'à fin 2022 par le décret n° 2022-1430 du 14 novembre 2022 lequel précise l'ensemble des structures éligibles à en bénéficier, avec toujours pour référence le TRVG d'octobre 2021.

Le dispositif de "bouclier tarifaire gaz" 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 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 a été mis en place dès juillet 2022 pour compenser les pertes des fournisseurs d'énergie.

La loi de finances pour 2023 reconduit le principe d'un bouclier tarifaire gaz avec une limitation de la hausse des TRVG, qui servent de référence au calcul de l'aide, à 15% en moyenne au 1er janvier 2023. Cette hausse s'accompagne, pour les ménages modestes, de l'envoi d'un chèque énergie exceptionnel à compter de décembre 2022.

À partir du 1er janvier 2023, Le dispositif du bouclier tarifaire sur le gaz pour les particuliers est élargi à tous les consommateurs résidentiels consommant plus de 30 MWh/an et aux copropriétés consommant plus de 150 MWh/an quelle que soit la nature du contrat souscrit (offre au TRVg ou offre de marché, offre indexée sur le TRV ou offre à prix fixe).

Bouclier tarifaire électricité

La crise exceptionnelle des prix de gros de l'énergie a également conduit le gouvernement à mettre en place, par la loi de finances pour 2022 et des décrets complémentaires, un ensemble de mesures d'urgence pour limiter la hausse des factures d'électricité à 4% en moyenne, à partir du 1er février 2022. Les dispositifs ont fait l'objet de mesures complémentaires au cours de l'exercice 2022.

Les mesures mises en place en janvier 2022 comprennent :

- le relèvement à titre exceptionnel du volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé par EDF aux fournisseurs à 120 TWh pour l'année 2022, dont 20 TWH de volumes additionnels (ARENH+), compensé par une hausse partielle de son prix de 42 à 46,2 €/MWh pour la période allant du 1er avril au 31 décembre 2022 cédés par EDF selon des principes fixés par différents décrets et pour lesquels existe des engagements pour les fournisseurs concernés dont les modalités sont définies par le décret n° 2022-342 du 11 mars 2022 et les délibérations CRE associées ;
- la baisse de la TICFE (article 29 de la loi de finances 2022) à son taux minimal (décret n° 2022-84 du 28 janvier 2022 – application aux quantités d'énergie livrées jusqu'au 31 janvier 2023). Cette mesure est prise en charge par le Budget de l'État ;
- une aide spécifique (depuis le 1er juillet 2022 et jusqu'à fin 2023) pour les ménages vivant en habitat collectif chauffé collectivement à l'électricité (décrets n° 2022-1764 et n° 2022-1763).

L'article 181 de la loi de finances pour 2022, complétée de précisions apportées par la CRE en novembre 2022, confirme que les pertes de recettes ainsi supportées par les fournisseurs entre le 1er février 2022 et le 1er février 2023 constituent des charges imputables aux obligations de service public au titre de 2022 et donnent lieu à compensation.

En conséquence, ENGIE SA a constaté une subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes de gaz réalisées au TRVG et par les pertes de recettes ainsi supportées par les fournisseurs d'électricité *(cf. Note 6)*.

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.

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 remise en état des sites est constituée dans les comptes d'ENGIE SA pour les sites concernés. Les provisions reflètent la meilleure estimation des coûts à terme en fonction de l'état actuel des connaissances techniques et des 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 *(cf. Note 17)*.

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

Cession d'EQUANS

Le 4 octobre 2022, le Groupe a finalisé la cession au Groupe Bouygues de sa participation dans EQUANS.

Les effets conjugués de cette transaction et de la génération de trésorerie par ces activités depuis le 1er janvier 2022 se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 6 975 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à -145 millions d'euros dans les comptes d'ENGIE SA au 31 décembre 2022.

Cessions d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française Gaztransport et Technigaz SA (GTT)

Le 24 mars 2022, ENGIE a annoncé la réalisation de la cession partielle de sa participation dans GTT à hauteur de près de 9% du capital au prix de 90 euros par action. Le 16 septembre 2022, ENGIE a réalisé une cession partielle complémentaire à hauteur de près de 6% du capital de GTT au prix de 115,50 euros par action. Au 31 décembre 2022, l'obligation échangeable en actions GTT a été convertie à hauteur de 96%. Le solde a été converti ou remboursé au pair en janvier 2023.

Les effets de ces transactions se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 835 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 830 millions d'euros dans les comptes d'ENGIE SA au 31 décembre 2022.

Comparabilité des exercices

L'exercice 2022 est comparable à l'exercice 2021.

NOTE 3 Immobilisations incorporelles et corporelles

3.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2022
Incorporelles	**2 201**	**192**	**(356)**	**4**	**2 041**
Applications informatiques	1 636	-	(353)	181	1 464
Autres	370	-	(2)	2	370
En-cours [1]	195	192	(1)	(179)	207
Corporelles	**949**	**51**	**(59)**	**(4)**	**937**
Terrains	30	-	(3)	9	36
Actif de démantèlement	3	-	-	-	3
Constructions	397	1	(46)	20	372
Installations techniques	243	2	(3)	73	315
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	138	-	(5)	2	135
Autres	27	-	(2)	-	25
En-cours	111	48	-	(108)	51
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 150**	**243**	**(415)**	**-**	**2 978**

(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	Au 31 déc. 2021	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2022
Incorporelles	**1 467**	**179**	**(290)**	**1 356**
Applications informatiques	1 247	157	(289)	1 115
Autres	220	22	(1)	241
Corporelles	**543**	**40**	**(43)**	**540**
Terrains	-	-	-	-
Actif de démantèlement	3	-	-	3
Constructions	297	9	(35)	271
Installations techniques	139	18	(1)	156
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	80	12	(4)	88
Autres	24	1	(3)	22
En-cours	-	-	-	-
TOTAL	**2 010**	**219**	**(333)**	**1 896**

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2022
Immobilisations incorporelles	178	-	(70)	108
Immobilisations corporelles	18	9	(5)	22
TOTAL	**196**	**9**	**(75)**	**130**

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2022
Dotations aux amortissements d'exploitation	**203**	**199**
Dotation aux amortissements linéaires	202	198
Dotation aux amortissements dégressifs	1	1
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. 2022	Valeurs nettes au 31 déc. 2021
Incorporelles	**2 041**	**(1 357)**	**(108)**	**576**	**555**
Applications informatiques	1 464	(1 115)	(3)	346	333
Autres	370	(242)	(105)	23	27
En-cours	207	-	-	207	195
Corporelles	**936**	**(539)**	**(22)**	**375**	**388**
Terrains	36	(1)	-	35	30
Actif de démantèlement	3	(3)	-	-	-
Constructions	372	(271)	(7)	94	93
Installations techniques	315	(155)	(1)	159	104
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	135	(87)	(13)	35	47
Autres	25	(22)	-	3	3
En-cours	51	-	(1)	50	111
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 978**	**(1 896)**	**(130)**	**952**	**943**

NOTE 4 Immobilisations financières

4.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2022
Titres de participation	**74 679**	**4 004**	**(5 644)**	**-**	**73 039**
Titres de participation consolidés	74 101	3 821	(5 278)	-	72 644
Titres de participation consolidés – Malis techniques (1)	32	-	-	-	32
Titres de participation non consolidés	546	183	(366)	-	363
Autres immobilisations financières	**180**	**62**	**(89)**	**-**	**153**
Autres titres immobilisés	31	9	-	-	40
Créances rattachées à des participations	106	36	(70)	-	72
Prêts	14	3	(1)	-	16
Autres immobilisations financières	29	14	(18)	-	25
TOTAL	**74 859**	**4 066**	**(5 733)**	**-**	**73 192**

(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, pour 50 millions d'euros, par la conversion en actions de la créance vis-à-vis de RESERVOIR SUN.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2022 s'explique essentiellement par les opérations suivantes :

- cession de titres EQUANS pour 5 274 millions d'euros ;
- cession de titres SUEZ pour 181 millions d'euros ;
- cession de titres GTT pour 5 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital de EQUANS pour 2 774 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital de COGAC pour 850 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE NEW BUSINESS pour 148 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital de RESERVOIR SUN pour 50 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, le poste "autres immobilisations financières" est composé de :

- dépôts versés pour 15 millions d'euros ;
- titres détenus dans le cadre de contrats de liquidités pour 10 millions d'euros.

4.2 Dépréciations

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2022
Titres de participation consolidés	11 013	1 740	(280)	-	12 473
Titres de participation consolidés – Malis techniques (1)	31	-	-	-	31
Titres de participation non consolidés	275	6	-	-	281
Autres titres immobilisés	6	1	-	-	7
Créances rattachées à des participations	64	5	-	-	69
Prêts	-	-	-	-	-
TOTAL	**11 389**	**1 752**	**(280)**	**-**	**12 861**

(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 :
  - ELECTRABEL pour 1 066 millions d'euros,
  - ENGIE ENERGIES SERVICES INTERNATIONAL pour 426 millions d'euros,
  - ENGIE NEW BUSINESS pour 203 millions d'euros,
  - ENGIE CHINA INVESTMENT COMPANY pour 29 millions d'euros ;
- les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - COGAC pour 277 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 : 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 2023 et du plan d'affaires à moyen terme 2024-2026 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 2026-2050 lesquelles ont été approuvées en octobre 2022 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. 2022	Valeurs nettes au 31 déc. 2021
Titres de participation	**73 039**	**(12 785)**	**60 254**	**63 360**
Titres de participation consolidés	72 644	(12 473)	60 171	63 088
Titres de participation consolidés – Malis techniques [(1)]	32	(31)	1	1
Titres de participation non consolidés	363	(281)	82	271
Autres immobilisations financières	**153**	**(76)**	**77**	**109**
Autres titres immobilisés	40	(7)	33	25
Créances rattachées à des participations	72	(69)	3	42
Prêts	16	-	16	14
Autres immobilisations financières	25	-	25	29
TOTAL	**73 192**	**(12 861)**	**60 331**	**63 469**

(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		Montant des prêts et avances consentis	Montant des cautions et avals fournis	Chiffre d'affaires	Bénéfice net ou perte	Dividendes encaissés en 2022	Date de clôture
				Brut	Provisions						
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	-	(180)	64,19%	39	(39)	-	-	-	(12)	-	Décembre 2020
CELIZAN	-	-	100,00%	31	(31)	-	-	-	-	-	Décembre 2022
COGAC	1 717	(124)	100,00%	3 430	-	-	-	-	(154)	-	Décembre 2022
ELECTRABEL	5 790	9 948	99,13%	34 148	(9 692)	-	-	21 852	(1 714)	1 233	Décembre 2022
ENGIE FRANCE RENOUVELABLE	507	524	100,00%	1 641	-	-	-	60	519	-	Décembre 2022
ENGIE ALLIANCE	100	(47)	64,00%	62	-	-	1 000	-	(47)	-	Décembre 2022
ENGIE CHINA INVEST COMPANY	43	(34)	100,00%	123	(98)	-	-	-	(17)	-	Décembre 2022
ENGIE ENERGIE SERVICES	699	1 338	100,00%	2 933	-	-	-	3 108	1 357	-	Décembre 2022
ENGIE ENERGIE SERVICES INTERNATIONAL	1 571	1 510	100,00%	3 908	(426)	-	-	-	1 513	-	Décembre 2022
ENGIE FINANCE	5 460	233	100,00%	5 567	-	3 345	-	2	112	160	Décembre 2022
ENGIE IT	105	(273)	100,00%	228	(228)	-	-	326	(106)	-	Décembre 2022
ENGIE MANAGEMENT COMPANY	63	(183)	100,00%	115	(115)	-	-	168	(53)	-	Décembre 2022
ENGIE NEW BUSINESS	364	(200)	100,00%	367	(203)	-	-	-	(172)	-	Décembre 2022
ENGIE NEW VENTURES	69	(48)	100,00%	92	(50)	-	-	-	-	-	Décembre 2022
ENGIE RASSEMBLEUR D'ENERGIES	50	(22)	100,00%	50	(8)	-	-	-	(1)	-	Décembre 2022
GDF INTERNATIONAL	3 972	92	100,00%	3 972	-	-	-	16	(331)	242	Décembre 2022
GENFINA	100	436	100,00%	2 627	(1 351)	-	-	-	13	-	Décembre 2022
GRDF	1 801	1 412	100,00%	8 405	-	-	-	3 370	17	519	Décembre 2022
GRT Gaz	640	4 306	60,79%	1 901	-	-	-	2 082	524	261	Décembre 2022
SFIG	2	5	100,00%	94	(84)	-	-	11	(4)	-	Décembre 2022
SOPRANOR	-	3	100,00%	245	(241)	-	-	-	-	-	Décembre 2022
STORENGY SAS	2 733	152	100,00%	2 733	-	-	-	68	133	107	Décembre 2022
50FIVE	-	6	100,00%	34	(34)	-	-	23	(2)	-	Décembre 2022
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)											
Aguas Argentinas	1	(8)	48,20%	145	(145)	-	-	-	-	-	Décembre 2020
Reservoir Sun	12	(10)	50,00%	56	(6)	-	-	35	(5)	-	Décembre 2021

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						
Raison sociale											
B – Renseignements concernant les autres filiales ou participations											
1. Filiales non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	50	(27)	-				10	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	9	-	-				-	
2. Participations non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	14	(7)	-				-	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	24	-						
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	37	(7)	-				21	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL				**73 080**	**(12 792)**					**2 553**	

NOTE 5 Stocks et en-cours

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2021	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2022
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	1 167	5 227	(2 720)	3 675
Certificats d'Économie d'Énergie	435	1 080	(1 024)	492
Garanties de capacités	539	306	(121)	724
Garanties d'origine	2	1		3
TOTAL	**2 143**	**6 614**	**(3 864)**	**4 894**

Les dépréciations des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2022
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	-	-	-	-
Certificats d'Économie d'Énergie	-	-	-	-
Garanties de capacités	-	-	-	-
Garanties d'origine	-	-	-	-
TOTAL	-	-	-	-

Les valeurs nettes des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2022	Valeurs nettes au 31 déc. 2021
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	3 675	-	3 675	1 167
Certificats d'Économie d'Énergie	492	-	492	435
Garanties de capacités	724	-	724	539
Garanties d'origine	3	-	3	2
TOTAL	**4 894**	-	**4 894**	**2 143**

5.1 Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2022 est en est en augmentation de 2 508 millions d'euros par rapport à fin décembre 2021.

Cette augmentation s'explique principalement par la hausse des prix des quantités achetées suite à la guerre en Ukraine.

5.2 Certificats d'économie d'énergie

Le dispositif des CEE repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics à certains fournisseurs d'énergie (les "obligés"). Le niveau d'obligation est défini par période d'obligation et réparti entre les types d'énergie. Les obligés s'acquittent de leur obligation par l'obtention de CEE équivalents aux nombres de TWh cumac devant être économisés.

La cinquième période d'obligation d'économies d'énergie qui s'étend du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2025 s'est accompagnée de plusieurs changements réglementaires :

- le décret 2021-712 du 3 juin 2021 qui a :
  - introduit une évolution graduée des seuils franchise pour l'électricité et le gaz au cours de la période, afin d'étendre l'obligation à plus de fournisseurs et d'éviter toute distorsion de concurrence entre acteurs,
  - fixé un premier objectif global pour la 5e période de 2 500 TWhc, à savoir 1 770 TWh cumac d'obligation classique, et 730 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, en progression de 37%,
  - recentré l'obligation précarité sur les ménages les plus vulnérables,
  - modifié le calcul du montant des obligations pour chaque type d'énergie (articles R. 221-4 et R. 221-4-1 du code de l'énergie) : Le montant d'obligations exprimé en kilowattheure cumulé actualisé, est rapporté au volume d'énergie vendu ou mis à la consommation ;
- complété par le décret n° 2022-1368 du 27 octobre 2022 qui a relevé de 25% les obligations CEE pour les années 2023 à 2025, soit respectivement, 200 TWhc d'obligation CEE classique et 400 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. :
  - augmentation des coefficients d'obligation d'économies d'énergie "classique" prévus à l'article R. 221-4 du code de l'énergie,
  - augmentation du coefficient relatif à l'obligation d'économies d'énergie à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique prévu à l'article R. 221-4-1 du même code.

L'objectif global pour la P5 est ainsi passé de 2 500 à 3 100 TWhc (il était de 2 133 TWhc pour la 4e période).

En application du décret n° 2022-1368, 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 :

- 0,422 kWh cumac/kWh vendu pour le gaz naturel en 2022 et 0,485 les années suivantes ;
- 0,416 kWh cumac/kWh vendu pour l'électricité en 2022 et 0,478 les années suivantes.

En complément à l'obligation "classique", l'obligation "précarité" est déterminée en appliquant au volume d'obligations "classiques" le coefficient de proportionnalité respectivement égal à 0,412 en 2022 et à 0,620 les années suivantes.

5.3 Mécanisme de rémunération de capacité

Les obligations de capacités sont dépendantes des volumes de ventes d'électricité.

En 2022, 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. 2022	Degré de liquidité		
		À fin 2023	De 2024 à 2027	2028 et au-delà
Actif immobilisé	**153**	**9**	**9**	**135**
Créances rattachées à des participations	72	7	-	65
Prêts	16	2	-	14
Contrats de liquidité	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	65	-	9	56
Actif circulant	**35 408**	**34 958**	**330**	**120**
Créances clients et comptes rattachés [1]	17 639	17 569	70	-
Comptes courants des filiales	10 105	10 105	-	-
Autres créances d'exploitation	1 483	1 483	-	-
Autres créances [2]	6 087	5 708	260	120
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	93	93	-	-
TOTAL	**35 561**	**34 968**	**339**	**255**

(1) Les ventes d'énergie en compteur nettes des avances reçues des clients mensualisés s'élèvent à 1 166 millions d'euros TTC au 31 décembre 2022 contre 753 millions d'euros TTC au 31 décembre 2021.

(2) Dont 246 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 d'électricité et 2 110 millions d'euros de subventions reçues au titre de la compensation des charges de service public pour les ventes de gaz au TRVG ou indexées au TRVG (1 395 millions d'euros ont fait l'objet d'une cession de créances au cours de l'exercice).

6.2 Dépréciations des créances

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2022
Créances rattachées à des participations	65	5	-	-	69
Prêts	-	-	-	-	-
Créances clients et comptes rattachés [3]	389	872	(275)	-	986
Autres créances diverses	1	1	-	-	2
TOTAL	**455**	**878**	**(275)**	-	**1 058**

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2022	Valeurs nettes au 31 déc. 2021
Titres autocontrôle destinés aux attributions gratuites d'actions	189	-	189	199
OPCVM	4 402	-	4 402	1 830
Dépôts à terme	1 471	-	1 471	1 479
TOTAL	**6 062**	-	**6 062**	**3 508**

La valeur brute des titres d'autocontrôle au 31 décembre 2022 est de 189 millions d'euros, et ne fait pas l'objet d'une dépréciation. La valeur nominale des actions auto-détenues est de 189 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 (*cf. Note 10.1.2*).

NOTE 8 Comptes de régularisation et écarts de conversion Actif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2022
Primes de remboursement des emprunts	164	10	(29)	145
Frais d'émission d'emprunts à étaler	53	2	(12)	43
Contrats optionnels	2 083	1 151	-	3 234
Instruments financiers	3 373	2 310	(86)	5 597
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**5 673**	**3 473**	**(127)**	**9 019**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF	**272**	**118**	**(98)**	**292**

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 2022, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 14 713 176 actions et des cessions cumulées de 14 713 176 actions ayant généré une plus-value nette de 220 208,50 euros. Au 31 décembre 2022, 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 *(cf. Note 9.3)*, ENGIE SA détient 14 530 427 actions propres au 31 décembre 2022.

9.2 Évolution des capitaux propres

Capitaux propres au 31 décembre 2021	**31 211**
Dividendes distribués et acompte sur dividende et autres	(2 093)
Écarts de réévaluation	
Provisions réglementées – Subventions investissements	300
Résultat	1 697
Capitaux propres au 31 décembre 2022	**31 117**

ENGIE SA a versé en 2022 :

- au titre de l'exercice 2021, un dividende de 0,85 euro par action pour un montant total de 2 060,04 millions d'euros, déduction faite des actions auto-détenues au jour de la mise en paiement des dividendes pour 9,96 millions d'euros ;
- un dividende sur prime de fidélité de 0,085 euro par action pour un montant total de 23,06 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 deux ans et de la satisfaction de conditions de performance.

Au cours de l'exercice 2022, ENGIE SA a attribué à certains salariés du groupe ENGIE, 5 033 529 actions gratuites.

En 2022, ENGIE SA a livré 3 444 136 actions aux salariés du Groupe.

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 19 959 029 actions au 31 décembre 2022.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2022, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 14 530 427 au 31 décembre 2022, pour un montant total de 189 millions d'euros net de provision. La valeur de marché ressort à 195 millions d'euros au 31 décembre 2022.

Historique des plans en vigueur	Volumes d'actions attribuées	Volumes d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge de la période *(en millions d'euros)* 2022	2021
Actions gratuites attribuées					
Plan ENGIE 14 décembre 2016	-	-	-	-	(1,37)
Plan ENGIE 13 décembre 2017	113 715	63 665	14,700	1,59	(65,44)
Plan ENGIE 7 mars 2018	-	-	-	-	(0,74)
Plan LINK Abondement 2 août 2018	279 557	-	13,440	(0,75)	0,75
Plan ENGIE 11 décembre 2018	4 629 656	3 185 625	12,260	51,64	17,32
Plan ENGIE 27 février 2019	86 917	67 949	13,900	1,13	(0,72)
Plan ENGIE 17 décembre 2019	4 773 593	-	14,730	(21,54)	21,54
Plan ENGIE 26 février 2020	262 203	126 897	15,640	1,14	2,91
Plan ENGIE 17 décembre 2020	4 693 623	-	12,670	(17,83)	17,86
Plan ENGIE 25 février 2021	283 065	-	12,605	(1,46)	1,24
Plan ENGIE 16 décembre 2021	4 652 505	-	13,000	(16,60)	0,76
Plan ENGIE 14 février 2022	420 305	-	14,298	(1,99)	
Plan ENGIE 8 décembre 2022	4 384 289	-	14,292	(1,12)	
Plan LINK Abondement 22 décembre 2022	228 935	-	13,614	(0,02)	
TOTAL	**24 808 363**	**3 444 136**		**(5,81)**	**(5,89)**

NOTE 10 Provisions

10.1 Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Au 31 déc. 2022
Provisions pour reconstitution des sites (Note 10.1.1)	17	208	-		225
Provisions relatives au personnel (Note 10.1.2)	233	64	(67)	(16)	214
Provisions pour impôts (Note 10.1.3)	21				21
Provisions pour intégration fiscale (Note 10.1.4)	1 035	133	(154)	(76)	938
Risques sur filiales (Note 10.1.5)	127	161	-		288
Autres provisions pour risques et charges (Note 10.1.5)	1 535	1 262	(1 355)	-	1 441
TOTAL	**2 968**	**1 828**	**(1 576)**	**(92)**	**3 127**

10.1.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2022 s'élèvent à 225 millions d'euros contre 17 millions d'euros en 2021 et se décomposent de la manière suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Au 31 déc. 2022
Provisions pour reconstitution des sites (hors PNC)	12	208		-	220
Provisions pour remise en état des sites (PNC)	5	-	-	-	5
TOTAL	**17**	**208**	-	-	**225**

La provision pour reconstitution des sites (hors plan national de cession – PNC) de 220 millions d'euros au 31 décembre 2022 couvre la remise en état des locaux de La Défense et de Saint Denis (Landy) pour 12 millions d'euros, ainsi que des coûts de remise en état sur les sites anciennes usines à Gaz (AUG) pour 208 millions d'euros décomposés comme suit :

- une provision pour dépollution des sols des sites pérennes AUG pour 136 millions d'euros ;
- une provision pour dépollution des sols des sites AUG en cours de cession pour 42 millions d'euros ;
- une provision pour contentieux des sites AUG pour 30 millions d'euros.

10.1.2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Au 31 décembre 2022, les provisions pour engagements de retraite s'élèvent à 4,2 millions d'euros. Les engagements de retraite sont couverts par des fonds assurantiels.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 9,9 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 66,3 millions d'euros.

Le montant total de ces provisions s'élève à 80,8 millions d'euros au 31 décembre 2022. 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 25 millions d'euros au 31 décembre 2022.

Provisions au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés

Au 31 décembre 2022, les provisions constituées au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés s'élèvent à 132 millions d'euros contre 126 millions d'euros au 31 décembre 2021. La provision pour cotisations patronales liées aux AGA s'élève à 1,8 M€ comme au 31 décembre 2021.

En 2022, ENGIE SA a constaté une dotation de 62 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 56 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 2022 comme au 31 décembre 2021. 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 2022, ENGIE SA a doté cette provision à hauteur de 132 millions d'euros et repris un montant de 169 millions d'euros, conduisant à un solde de 605 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 suramortissement 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 2022, 61 millions d'euros correspondant à la neutralisation du suramortissement induit par la quote-part amortissable générée au cours de l'exercice ont été repris ; la reprise au 31 décembre 2021 était de 69,5 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 938 millions d'euros dont 333 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 2022 s'élèvent à 1 441 millions d'euros contre 1 535 millions d'euros en 2021 se décomposant comme suit :

- provisions pour contrats déficitaires : 1 207 millions d'euros ;
  - 395 millions d'euros 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,
  - 657 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,
  - 155 millions d'euros relatifs à deux contrats immobiliers répondent également depuis 2020 aux critères du contrat déficitaire ;
- provisions pour autres risques : 26 millions d'euros, dont l'essentiel provient de la provision pour *mark-to-market* (juste valeur de marché) négatif pour 22 millions d'euros ;
- provisions pour risques de taux : 17 millions d'euros ;
- provisions pour litiges : 43 millions d'euros ;
- provisions pour restructuration : 112 millions d'euros ;
- provisions pour risques sur perte de change : 29 millions d'euros ;
- provisions pour charges diverses : 7 millions d'euros dont l'essentiel provient de la provision Yellow.

La provision pour risques filiales s'élève à 288 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 127 millions d'euros au 31 décembre 2021.

10.2 Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Dotations	Reprises	Transfert	Au 31 déc. 2022
Provisions réglementées	**710**	**647**	**(345)**	**-**	**1 012**
Amortissements dérogatoires	590	323	(345)	-	568
Provision pour hausse de prix	120	324	-	-	444
Provision pour investissement	-		-		-
Subventions d'investissement	**25**	**-**	**(1)**	**-**	**24**
TOTAL	**735**	**647**	**(346)**	**-**	**1 036**

NOTE 11 Dettes financières

11.1 Récapitulatif des dettes financières

En millions d'euros	Au 31 déc. 2022	Au 31 déc. 2021
Emprunts	**31 864**	**33 015**
Emprunts obligataires hybrides	3 393	3 767
Emprunts obligataires	20 464	23 154
Autres emprunts	8 007	6 094
Dettes rattachées à des participations	**4 850**	**4 850**
Comptes courants filiales	**3 551**	**1 150**
Autres dettes financières	**620**	**346**
Dépôts reçus de la clientèle	74	25
Dépôts reçus sur dérivés	-	-
Intégration fiscale	208	-
Part courue des charges d'intérêts	269	280
Soldes créditeurs de banques	36	7
Divers	33	34
TOTAL	**40 885**	**39 361**

L'augmentation de 1 524 millions d'euros des dettes financières s'explique principalement par :

- une augmentation des autres emprunts pour 1 913 millions d'euros (hausse de l'en-cours des *Negotiable European Commercial Paper* (NEU CP) pour 2 168 millions d'euros, hausse de l'en-cours des *United States Commercial Paper* (USCP) pour 256 millions, et remboursement d'un emprunt bancaire court terme pour 500 millions d'euros) ;
- la hausse des positions créditrices des comptes courants des filiales pour 2 401 millions d'euros ;
- la hausse des comptes courants d'intégration fiscale de 208 millions ;
- la diminution de 374 millions d'euros des emprunts obligataires hybrides liée aux rachats partiels ;
- la diminution de 3 340 millions d'euros d'emprunts obligataires (dont 1 125 millions d'euros de rachats partiels) compensé par une nouvelle émission de 650 millions d'euros.

11.2 Échéancier des dettes

		Degré d'exigibilité		
En millions d'euros	Au 31 déc. 2022	À fin 2023	De 2024 à 2027	2028 et au-delà
Dettes financières	**40 885**	**13 869**	**12 239**	**14 778**
Emprunts obligataires hybrides	3 393	-	1 838	1 555
Emprunts obligataires	20 464	1 461	6 074	12 929
Autres emprunts	8 007	7 386	327	294
Dettes rattachées à des participations	4 850	850	4 000	-
Comptes courants filiales	3 551	3 551	-	-
Autres dettes financières	620	620	-	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	**19 543**	**19 543**	-	-
Dettes fiscales et sociales	**1 806**	**1 806**	-	-
Autres dettes	**9 438**	**9 438**	-	-
Avances clients et comptes rattachés	1 046	1 046	-	-
Autres	8 392	8 392	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	**5**	**5**	-	-
TOTAL	**71 678**	**44 661**	**12 239**	**14 778**

11.2.1 Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2022	Date d'émission	Date de mise à jour des taux	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	338	06/2014	06/2024	3,875%	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	705	07/2021	07/2031	1,875%	Paris

11.2.2 Détail des emprunts obligataires

	Au 31 déc. 2022	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
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	1 246	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	480	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	343	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	627	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	604	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	575	06/2020	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	10/2021	10/2029	0,375%	Paris
En millions d'euros	650	09/2022	09/2029	3,500%	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	11/2011	10/2060	5,000%	Paris
En millions de francs suisses	175	10/2012	10/2024	1,625%	Zürich

	Au 31 déc. 2022	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	12	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	12/2023	3,180%	Aucune
En millions de yens	20 000	09/2015	01/2024	0,535%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	1 400	10/2017	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 2022, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme libellés en euros : 6 175 millions d'euros (dont 5 375 millions euros à taux variable avant instruments financiers) de Negociable European Commercial Paper (NEU CP) et 1 211 millions d'euros (contrevaleur de 1 291 millions de dollars américains) d'United States Commercial Paper (USCP) à taux fixe. Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

L'en-cours de lignes de crédit utilisé par ENGIE SA à la clôture est de 618 millions d'euros.

Les emprunts auprès d'ENGIE Finance et d'ENGIE Alliance sont stables à respectivement 4 000 millions d'euros et 850 millions d'euros à la clôture.

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. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021
À taux variable				
Emprunts obligataires	7 473	5 353	175	175
Dettes rattachées à des participations	4 850	4 850	4 850	4 850
Autres emprunts	6 188	4 023	5 389	616
Comptes courants des filiales	3 551	1 150	3 551	1 150
Autres dettes financières	49		9	-
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	3 393	3 767	3 393	3 767
Emprunts obligataires	12 991	17 801	20 289	22 979
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	1 819	2 071	2 619	5 478
Autres dettes financières	571	346	610	346
TOTAL	**40 885**	**39 361**	**40 885**	**39 361**

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. 2022	31 déc. 2021	31 déc. 2022	31 déc. 2021
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	3 393	3 767	3 393	3 767
Emprunts obligataires	20 464	23 154	17 735	19 590
Dettes rattachées à des participations	4 850	4 850	4 850	4 850
Autres emprunts	8 008	6 094	6 797	5 139
Comptes courants des filiales	2 535	172	2 535	172
Autres dettes financières	619	345	594	311
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	-	-		
Emprunts obligataires	-	-	2 729	3 564
Dettes rattachées à des participations	-	-		
Autres emprunts	-	-	1 211	955
Comptes courants des filiales	1 016	978	1 016	978
Autres dettes financières	-	1	25	35
TOTAL	**40 885**	**39 361**	**40 885**	**39 361**

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion Passif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2021	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2022
Contrats optionnels	3 165	2 638	-	5 803
Instruments financiers	2 189	2 331	(86)	4 434
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**5 354**	**4 969**	**(86)**	**10 237**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF	**244**	**208**	**-**	**452**

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 *(cf. Note 10.1.5)*.

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. 2022	31 déc. 2021
Ventes d'énergie		
• en France	22 282	15 910
• à l'étranger	41 453	16 136
Travaux, études et prestations de services	3 871	3 273
Produits des activités annexes et autres ventes	894	905
TOTAL	**68 500**	**36 224**

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. 2022	31 déc. 2021
Ventes d'énergie		
• Gaz naturel	48 097	24 194
• Électricité	15 639	7 852
Autre production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	3 871	3 273
• Produits des activités annexes et autres ventes	894	905
TOTAL	**68 500**	**36 224**

Au 31 décembre 2022, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) s'élève à 2 092 millions d'euros HT.

13.2 Charges de personnel

Évolution des effectifs par collège

En nombre de salariés	31 déc. 2021	Variation	31 déc. 2022
Exécution	174	-	174
Maîtrise	1 501	(79)	1 422
Cadre	2 618	(79)	2 539
TOTAL	**4 293**	**(158)**	**4 135**

L'effectif moyen salarié s'élève à 4 135 en 2022 contre 4 293 en 2021.

Le poste charges de personnel se décompose de la manière suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2022	31 déc. 2021
Traitements et salaires	(292)	(277)
Charges sociales	(159)	(143)
Intéressement	(17)	(22)
Autres charges	(34)	(64)
TOTAL	**(503)**	**(507)**

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. 2022	31 déc. 2021
Provision pour renouvellement des biens en concession	-	-
Provision pour reconstitution de sites	208	(3)
Autres provisions pour charges	(23)	28
Autres provisions pour risques	(51)	(182)
TOTAL	**134**	**(158)**

Les autres provisions pour risques et charges se composent pour l'essentiel de :

- reprise nette aux provisions pour contrats déficitaires pour 35,1 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour litiges relatifs au personnel pour 1,7 million d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour risques pour 8,8 millions d'euros dont principalement *swap mark-to-market* négatif pour 9,9 millions d'euros ;
- reprise nette de provisions pour litiges commerciaux pour 25 millions d'euros ;
- reprise nette de provisions pour redressements fiscaux pour 1,3 millions d'euros ;
- dotation nette de la provision pour reconstitution des sites pour 208 millions d'euros ;
- reprise nette de provisions pour charges diverses pour 22,7 millions d'euros.

13.4 Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 5 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 2 millions d'euros au 31 décembre 2021.

13.5 Subvention d'exploitation

Les subventions d'exploitation intègrent les produits de subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes aux tarifs réglementés de gaz et électricité réalisées au cours de l'année.

NOTE 14 Résultat financier

			Total	
En millions d'euros	**Charges**	**Produits**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 118)	574	(544)	(520)
Revenus des créances rattachées à des participations	-	8	8	8
Résultat de change	(2 090)	1 809	(281)	(146)
Dividendes reçus	-	2 552	2 552	1 044
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(37)	89	52	(4)
TOTAL	**(3 245)**	**5 031**	**1 786**	**381**

NOTE 15 Résultat exceptionnel

			Total	
En millions d'euros	**Charges**	**Produits**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2021**
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(82)	45	(37)	(14)
Cessions d'immobilisations financières	(5 729)	6 748	1 018	1 003
Provision pour hausse de prix	(324)	-	(324)	(89)
Amortissements dérogatoires	(323)	345	22	(23)
Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations	(1 916)	281	(1 635)	791
Autres	(704)	199	(505)	103
TOTAL	**(9 078)**	**7 617**	**(1 461)**	**1 771**

La ligne "Autres" comprend notamment diverses transactions comme l'indemnité exceptionnelle Nord Stream 2, la mise au rébut de logiciels et des refacturations aux filiales de malis de livraison d'actions gratuites.

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 2022 est de 25,82%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%.

	2022			2021		
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	2 838		2 838	(465)		(465)
• résultat exceptionnel	(1 461)		(1 461)	1 771		1 771
Charge d'impôt (impôt dû par les filles/provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale)		**321**	**321**	-	**474**	**474**
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement	204			408		
dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés	97			26		
• dont autres (essentiellement mise à jour des stocks de CICE et CIR 2022/2021)	20			40		
TOTAL	**1 377**	**321**	**1 698**	**1 306**	**474**	**1 780**

* *Un signe positif traduit un produit d'impôt.*

En 2022 contrairement à 2021, le résultat fiscal individuel d'ENGIE SA est bénéficiaire. 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 320,6 millions d'euros contre un produit d'impôt de 474,3 millions d'euros en 2021 et s'articule comme suit :

- un produit d'intégration fiscale de 252,9 millions d'euros au 31 décembre 2022 comptabilisé pour 204 millions d'euros du fait d'un crédit d'impôt recherche de 48,9 millions d'euros déjà comptabilisé en produit d'impôt sur les exercices antérieurs (créance née sur exercices antérieurs et non encore imputée du fait des déficits fiscaux), contre 407,8 millions d'euros en 2021. Ce gain d'intégration fiscal résulte de la différence entre :
  - la contribution à l'impôt groupe dû par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 338,6 millions d'euros contre 406,7 millions d'euros en 2021,
  - et la charge d'impôt sur les sociétés du groupe fiscal intégré de 195,9 millions d'euros avant imputation des crédits d'impôts contre un produit d'impôt de 1 million d'euros en 2021. Des crédits d'impôts ont été imputés à hauteur 110,3 millions d'euros dont 47,4 millions d'euros au titre du mécénat, 1,3 millions d'euros au titre des autres crédits d'impôts et 61,6 millions d'euros au titre du CIR (dont 48,9 millions d'euros au titre du CIR des années antérieures et 12,7 millions d'euros de CIR de l'exercice) soit une charge d'IS de 134,6 millions d'euros,
- une reprise nette de provision pour impôt de 97 millions d'euros en 2022, contre 25,8 millions d'euros en 2021, intégrant notamment :
  - 36,2 millions d'euros de reprise nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 43,7 millions d'euros de dotation nette en 2021,
  - aucune reprise sur risques fiscaux, comme en 2021,
  - 60,8 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 19,6 millions d'euros en 2022, liés essentiellement à la variation de la contribution interne des filiales intégrées fiscalement N-1 de 21,2 millions d'euros.

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.

	2022	2021
En millions d'euros	25,82%	25,82%
Année de retournement	**2023 et +**	**2022 et +**
Bases passives d'imposition différée		
• Charges déductibles non comptabilisées	293	272
• Produits comptabilisés non imposés	84	109
Bases actives d'imposition différée		
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	1 872	1 448
• Produits imposés non comptabilisés	497	283
Base fiscale différée nette	**1 994**	**1 350**
• Effet théorique d'imposition différée	515	349

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 en-cours 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 en-cours de 11 035 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 2027. Au 31 décembre 2022, ENGIE SA a utilisé ces lignes de crédit à hauteur de 618 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 1 291 millions de dollars américains (soit 1 210 millions d'euros) au 31 décembre 2022, et NEU CP pour un montant 6 175 millions d'euros au 31 décembre 2022.

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 le *middle-office*.

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. 2022						
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. 2021
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	1 100	2 972	1 438	6 706	12 216	1 383	8 653
Payeur taux variable/receveur taux fixe	2 298	7 397	2 938	5 431	18 064	(1 516)	16 590
Swaptions							
Payeur taux variable/receveur taux fixe		500	500		1 000	(40)	-
TOTAL EUR	**3 398**	**10 869**	**4 876**	**12 137**	**31 280**	**(173)**	**25 243**
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	1 552	1 249			2 801	51	1 461
Payeur taux variable/receveur taux fixe					-		-
TOTAL USD	**1 552**	**1 249**	**-**	**-**	**2 801**	**51**	**1 461**
TOTAL	**4 950**	**12 118**	**4 876**	**12 137**	**34 081**	**(122)**	**26 704**

	Notionnel au 31 déc. 2022						
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. 2021
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe			638	1 291	1 929	(329)	1 929
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		-
TOTAL GBP	**-**	**-**	**638**	**1 291**	**1 929**	**(329)**	**1 929**
***Swap* de devises**							
Payeur taux variable/receveur taux fixe	128	-			128	(21)	229
Payeur taux fixe/receveur taux fixe		149			149	(5)	149
TOTAL JPY	**128**	**149**	**-**	**-**	**277**	**(26)**	**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	6	44
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		-
Payeur taux variable/receveur taux variable					-		-
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-				-	-	580
TOTAL USD	**-**	**-**	**44**	**-**	**44**	**6**	**624**
***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	4	129
TOTAL AUD	**-**	**75**	**-**	**54**	**129**	**4**	**129**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	98	153	-	251	35	251
TOTAL HKD	**-**	**98**	**153**	**-**	**251**	**35**	**251**
***Swap* de devises**							
Payeur taux variable/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL MXN	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**128**	**533**	**835**	**1 345**	**2 841**	**(297)**	**3 522**

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2022 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 798 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 2022 de 1 655 millions de dollars correspondant à 1 552 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 précouvertures de taux d'intérêt à termes débutant de 2027 à 2028 sur des maturités de 20 ans.

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 2022, les engagements correspondant aux risques translationnels et financiers sont les suivants :

En millions d'euros	Engagements part fixe au 31 déc. 2022					
	Par échéance			Contrevaleur au 31 déc. 2022	Différentiel de change au 31 déc. 2022	Engagement part fixe au 31 déc. 2021
Contrats à terme	**2023**	**2024**	**2025 et au-delà**			
Position acheteur						
Devise AUD	97	35	67	199	8	130
Devise CAD	1	-	-	1	-	4
Devise CHF	19	-	-	19	-	-
Devise CNH	26	-	-	26	1	23
Devise GBP	149	1	-	150	-	528
Devise NZD	-	-		-	-	9
Devise PLN	-	-	-	-	-	-
Devise USD	1 362	-	-	1 362	(35)	1 061
Position vendeur						
Devise AUD	-	-	-	-	-	3
Devise CAD	20	-		20	(1)	4
Devise CHF	19	-	-	19	-	-
Devise CNH	26	-	-	26	1	23
Devise GBP	94	2	-	96	(2)	266
Devise NZD	-	-		-	-	9
Devise PLN	1	-	-	1	-	-
Devise USD	3 427	-	769	4 196	(99)	1 973

17.1.5 Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2022	Échéance		
		À fin 2023	de 2024 à 2027	2028 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	323	107	214	2
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	13 488	8 004	1 949	3 535
Engagements de financement				
Sûretés personnelles données	7	7		
Garanties cautions et avals aux filiales	7 404	1 347	764	5 293
Sûretés réelles données	-			
Lignes de crédit	-			
Autres engagements donnés				
Garanties sur convention de cessions d'activités	3 923		3 756	167
Engagements de location simple	865	63	289	513
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 13 811 millions d'euros au 31 décembre 2022.

Les engagements de financement, d'un montant de 7 411 millions, correspondent à des garanties de paiements accordées par ENGIE SA à des tiers pour le compte de ses filiales pour un montant de 7 404 millions d'euros, et à des sûretés personnelles pour 7 millions d'euros.

Les garanties sur convention de cessions d'activités, pour 3 923 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 2 953 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 797 millions d'euros à échéance 2026 ;
- de Culturespaces le 14/01/2022 à échéance le 30 mars 2026, pour un montant total de 6 millions d'euros.

Les engagements de location simple, pour 865 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 stables pour des montants respectifs de 578 millions et 40 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 :
  - l'exploitation de la décharge Nent en partenariat avec les groupes Newworld et Guandong à échéance 2063,
  - l'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 ;
- 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 2022, il subsiste 19 contrats de ce type. La nouvelle entité dénommée SUEZ a consenti au bénéfice d'ENGIE, en 2022, un engagement d'indemnisation relatif à ces contrats, contre-garantissant ENGIE.

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, ce qui est maintenant le cas, 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. 2022	Échéance		
		À fin 2023	de 2024 à 2027	2028 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	392	-	392	-
Engagements de financement				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	11 047	750	10 159	138
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	1 030		
Contre-garanties sur engagements d'activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	339	94	202	43
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 mais reportée cette année en décembre 2027.

Les contre-garanties sur sûretés personnelles concernent les garanties reçues des membres du GIE ENGIE Alliance.

Les engagements de location simple, pour 339 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 2022, les engagements d'ENGIE SA sont de 417 TWh à moins d'un an, 1 034 TWh entre deux et cinq ans et 756 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 2022, les engagements d'ENGIE SA sont de 5 TWh d'achats à terme et 199 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 2022, les engagements d'ENGIE SA sont de 122 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 41 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 sa filiale spécialisée ENGIE Global Markets, 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. 2022 (en GWh par échéance)			Juste valeur au 31 déc. 2022 (en millions d'euros)	Notionnel au 31 déc. 2021 (en GWh)
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans		
***Swaps* (position acheteur)**					
Gaz naturel	106 406	28 563	30 332	10 434	1 596	73 485
Produits pétroliers	13 428	5 407	25	1 375	279	27 511
Électricité	540	383	-	316	(118)	841
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
***Swaps* (position vendeur)**					
Gaz naturel	(90 143)	(18 485)	(24 006)	(7 569)	(580)	(70 753)
Produits pétroliers	(6 481)	(1 690)	(22)	(696)	(98)	(10 207)
Électricité	(1 058)	(493)	(325)	(542)	130	(1 157)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
***Options* (position acheteur)**					
Gaz naturel	20 065	-	-	47	6	779
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	-	-	-	-	-	-
***Options* (position vendeur)**					
Gaz naturel	(2 462)	(165)	(108)	(115)	(51)	(3 752)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
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. 2022 (en GWh par échéance)				Juste valeur au 31 déc. 2022 (en millions d'euros)	Notionnel au 31 déc. 2021 (en GWh)
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans	(en millions d'euros)		
***Forward* (postion acheteur)**						
Gaz naturel	873 728	234 824	59 482	81 789	(2 969)	1 268 292
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	48 839	15 005	5 084	19 518	(663)	46 725
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
***Forward* (postion vendeur)**						
Gaz naturel	(899 417)	(238 706)	(51 859)	(89 984)	4 780	(1 220 034)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(34 885)	(10 164)	(11 101)	(13 029)	(1 282)	(33 085)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
***Options* (postion acheteur)**						
Gaz naturel	1 396	-	-	507	582	-
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	2 957	3 320	112	250	876	17 275
***Options* (postion vendeur)**	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel	(864)	-	-	(1 541)	(1 517)	(2 978)
Produits pétroliers	-	-	-	(27)	(27)	-
Électricité	4 636	1 425	-	(334)	(855)	(27 506)

(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. 2022 [1]	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2022	Au 31 déc. 2021	Au 31 déc. 2022	Au 31 déc. 2021
Retraite	**1 503**	**2 175**	**242**	**290**	**1 745**	**2 465**
Régime	1 503	2 175	242	290	1 745	2 465
IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi	**139**	**225**	**18**	**24**	**158**	**248**
Avantage en nature énergie et eau	63	102	3	4	66	106
Indemnités de fin de carrière	31	48	-	-	31	48
Indemnités de secours immédiat	34	60	-	-	34	60
Autres [2]	11	15	15	20	26	34
Autres engagements envers le personnel	**66**	**87**	**-**	**-**	**66**	**87**
Pensions d'invalidité et autres	60	79	-	-	60	79
Médailles du travail	6	8	-	-	6	8
TOTAL	**1 708**	**2 487**	**260**	**314**	**1 969**	**2 801**

(1) Dont 80 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (cf. Note 18.4).
(2) 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	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**
Taux d'actualisation	3,72%	1,31%	3,73%	1,31%	3,92%	1,06%	3,81%	1,25%
Taux d'inflation	2,13%	1,82%	2,13%	1,82%	2,13%	1,82%	2,13%	1,82%
Durée résiduelle de service	20 ans	23 ans	20 ans	23 ans	20 ans	23 ans	20 ans	23 ans

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG Ex-SUEZ	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**
Taux d'actualisation	3,15%	0,73%	-	-	-	-	3,15%	0,73%
Taux d'inflation	2,27%	1,80%	-	-	-	-	2,27%	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	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**
Taux d'actualisation	3,15%	0,73%	-	-	-	-	3,15%	0,73%
Taux d'inflation	2,27%	1,80%	-	-	-	-	2,27%	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 16%.

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 financées 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	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	2 174	2 480	224	286	87	94	290	297	24	27	-	-	2 799	3 184
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services passés : modifications de régimes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	27	35	8	10	9	12	-	-	-	-	-	-	44	57
Charges d'intérêt sur obligation	26	17	3	2	1	-	3	1	-	-	-	-	33	21
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	(670)	(240)	(77)	(29)	(20)	(6)	(36)	(7)	(4)	(1)	-	-	(807)	(284)
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	(29)	(7)	(9)	(6)	(4)	(1)	-	-	-	-	-	-	(42)	(13)
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	48	(32)	(4)	(28)	1	(4)	-	14	-	-	-	-	45	(50)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) [1]	(73)	(79)	(7)	(6)	(7)	(8)	(15)	(15)	(2)	(2)	-	-	(104)	(110)
Autres [2]	-	-	-	(5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	1 503	2 174	139	224	66	87	242	290	18	24	-	-	1 967	2 799

(1) L'impact total au compte de résultat des prestations payées pour l'ensemble des régimes ressort à 104 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 110 millions d'euros au 31 décembre 2021.

(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 2022, ENGIE SA a provisionné 80 millions d'euros, contre 105 millions d'euros en 2021, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 25 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	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture (provisionnée)	-	-	13	14	87	94	5	5	-	-	-	-	105	113
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	-	-	1	1	9	12	-	-	-	-	-	-	10	13
Charges d'intérêt sur obligation	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	-	-	(3)	(1)	(20)	(6)	-	-	-	-	-	-	(23)	(7)
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	-	-	-	-	(4)	(1)	-	-	-	-	-	-	(4)	(1)
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	-	-	-	-	1	(4)	-	-	-	-	-	-	1	(4)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	-	-	(1)	(1)	(7)	(8)	(1)	-	-	-	-	-	(9)	(9)
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture (provisionnée)	-	-	10	13	66	87	4	5	-	-	-	-	80	105

(1) En 2022, comme en 2021, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG.

(2) Indemnités congés exceptionnels (10 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-SUEZ et prime eau nulle au 31 décembre 2022.

(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (34 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (24 millions d'euros), d'amiante (2 millions d'euros) et médailles du travail (6 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 2022 par ces fonds assurantiels pour un montant de 63 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 686 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 1 955 millions d'euros au 31 décembre 2021.

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	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	1 702	1 543	24	22	-	-	229	228	-	-	-	-	1 955	1 793
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendement attendu des actifs	21	11	-	-	-	-	2	1	-	-	-	-	24	12
Primes nettes de frais de gestion	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	(232)	211	(3)	2	-	-	5	10	-	-	-	-	(231)	223
Prestations payées pour les actifs de couverture	(47)	(63)	(1)	-	-	-	(14)	(14)	-	-	-	-	(63)	(78)
Autres	-	-	-	-	-	-		4	-	-	-	-	-	4
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	1 443	1 702	20	24	-	-	223	229	-	-	-	-	1 686	1 955

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	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Rendement réel des actifs de couverture	(13,0) %	13,4%	(13,0) %	13,4%	-	-	1,8%	1,8%	-	-	-	-

Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraite et autres actifs du régime des IEG s'établit à -13,01% pour l'exercice 2022.
Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraites du régime hors IEG s'établit à 1,76% pour l'exercice 2022.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	Régime des IEG		Régime hors IEG	
	2022	2021	2022	2021
Placements actions	31%	32%	9%	9%
Placements obligataires	58%	49%	82%	83%
Autres (y compris monétaires)	11%	19%	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 2022 s'élève à 0,5 million 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 restent stables entre 2022 et 2021 pour 4,9 millions d'euros.

NOTE 19 Litiges

19.1 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. La Cour de cassation, par son arrêt du 6 octobre 2022, a rejeté le pourvoi d'EDF. L'affaire est donc clôturée.

19.2 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. Le 11 avril 2022, le Tribunal de commerce de Paris a constaté l'extinction de l'instance. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est donc éteinte.

19.3 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 ont été restituées à l'établissement bancaire cessionnaire. L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'État par les deux parties. En parallèle, à la suite de la décision de la Cour de Justice de l'Union européenne du 12 mai 2022, interprétant le prélèvement du précompte lors de la redistribution par une société mère de dividendes reçus de filiales établies dans l'Union européenne, comme incompatible avec la directive 90/435/CE de 1990, le Conseil d'État a été invité par plusieurs groupes, dont ENGIE en juin 2022, à poser une question prioritaire de constitutionalité au Conseil Constitutionnel, afin que celui-ci statue sur l'inconstitutionnalité de la législation précompte. Le Conseil d'État a fait droit à cette demande. En octobre 2022, le Conseil Constitutionnel a débouté ENGIE et d'autres groupes de leur demande. Cette décision n'aura pas d'impact financier dans les comptes d'ENGIE et peu sur les autres procédures en cours.

Par ailleurs, à la suite d'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. Aucune action n'a été entreprise, à ce jour, en raison du contentieux parallèle sur le fondement de la directive 90/435/CE.

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 R1 23-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2022 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2021. Il lui confère trois représentants au Conseil d'Administration sur un total de 15 Administrateurs (un Administratrice représentant l'État nommée par arrêté, deux Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 33,56% des droits de vote théoriques (ou 33,71% des droits de vote exerçables) contre 33,20% à fin décembre 2021.

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, filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 31 décembre 2007, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs. Avec le déploiement des compteurs communicants, pour l'électricité et pour le gaz, les activités "communes" opérées par les deux distributeurs ont été amenées à évoluer fortement. Les activités restantes mixtes concernent principalement la gestion des stocks, les domaines des ressources humaines, de la médecine, de l'informatique de proximité et de la tenue de la comptabilité. Ce périmètre sera encore réduit en 2023 pour être limité aux domaines relatifs à la médecine et aux activités sociales.

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".

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 2022 au Directeur Général et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 32,7 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 0,9 million d'euros pour 2022.

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtés au 31 décembre 2022.

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. 2021	% au 31 déc. 2022	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres cédés *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales (1)						
EQUANS	100,00%	0,00%		X	5 273 540 000,00	Services
SPEED REHAB	100,00%	0,00%		X	2 810 520,00	Immobilier
Culturespaces	86,14%	0,00%		X	2 632 065,18	Événementiel
Participations (2)						
Gaz Transport et Technigaz	30,09%	5,43%		X	4 823 760,64	Ingénieurie, et étude technique

(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. 2021	% au 31 déc. 2022	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales [1]						
	-	-	-	-	-	-
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

	2022	2021	2020	2019	2018
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	68 500	36 224	19 272	17 282	27 833
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	4 148	659	1 444	378	2 960
Impôts sur les sociétés (en valeur négative = produit d'impôt)	(321)	(474)	(532)	(377)	(549)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1 697	1 780	(3 928)	(196)	1 102
Montant des dividendes distribués (y compris part des actions propres)	3 409	2 070	1 291	-	2 718
Résultat par action *(en euros)*					
Résultat après impôt, participation des salariés mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1,84	0,47	0,81	0,31	1,44
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,70	0,73	(1,61)	(0,08)	0,45
Dividende versé par action [1]	1,40	0,85	0,53	-	1,12
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice	4 135	4 294	4 477	4 534	4 400
Montant de la masse salariale de l'exercice	292	277	283	273	289
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales…)	210	229	239	197	362

(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 2022 de verser un dividende unitaire de 1,40 euro par action, soit un montant total de 3 409 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2022. Ce dividende unitaire proposé de 1,40 euro par action sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis plus de deux ans au 31 décembre 2022 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 2022

À l'assemblée générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par l'assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2022, 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 2022 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

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", 6.1 Echéancier des créances 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 2022, (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, le cas échéant, 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 2022, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 2,1 milliards 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 votre société. 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 31 décembre 2022 au travers du dispositif du "bouclier tarifaire" introduit par la loi de finances pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021) et modifiée par la première loi de finances rectificative pour 2022(n° 2022-1157 du 16 août 2022), 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 1,6 milliards d'euros au 31 décembre 2022. 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 société 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 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 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 janvier 2022 au 31 décembre 2022 ; • 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 2022. Nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1, 6.1 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 73,0 milliards d'euros au 31 décembre 2022 (60,3 milliards 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 2023 et du plan d'affaires à moyen terme 2024-2025 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 2026-2050 approuvé par votre comité exécutif.
Tel que mentionné dans la note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, la dotation nette des provisions constatée à hauteur de 1,5 milliards d'euros en 2022 porte notamment sur les titres de participation dans la société Electrabel (1,1 milliards d'euros).
L'évaluation des titres de participation est considérée comme un point clé de l'audit compte tenu de leur importance au bilan (52 % 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 des titres de participation 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 :
	• prendre connaissance des 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, inflation) avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ;
	• vérifier 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 ;
	• apprécier les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels en vérifiant :
	  • 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 ;
	  • la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ;
	• examiner 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 règlementaires.

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'entreprise

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 devant 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 & Associés et par celle du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 2022, nos cabinets étaient dans la quinzième 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 7 mars 2023
Les commissaires aux comptes

ERNST & YOUNG et Autres		Deloitte & Associés	
Charles-Emmanuel CHOSSON	Guillaume ROUGER	Patrick E. SUISSA	Nadia LAADOULI

7

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 422
- 7.1.1 Raison sociale et nom commercial 422
- 7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI 422
- 7.1.3 Date de constitution et durée de vie 422
- 7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet 422
- 7.1.5 Objet social 422
- 7.1.6 Raison d'être 423
- 7.1.7 Exercice social 423

7.2 Contrats importants 423
- 7.2.1 Contrats finalisés en 2021 423
- 7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2021 et finalisés en 2022 423
- 7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2021 423
- 7.2.4 Contrats finalisés en 2022 423
- 7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2022 423
- 7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2022 423
- 7.2.7 Contrats d'emprunt et de financement 423

7.3 Litiges et arbitrages 423

7.4 Documents accessibles au public 424

7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel 424

7.6 Table de conversion 425

7.7 Unités de mesure 425

7.8 Sigles et acronymes 426

7.9 Glossaire 427

7.10 Index thématique 430

7.11 Table de concordance 432



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 été constituée sous forme d'établissement public de caractère industriel et commercial (EPIC) le 8 avril 1946 et immatriculée au registre du commerce et des sociétés le 24 décembre 1954. ENGIE est une société anonyme depuis le 20 novembre 2004.

La Société a une durée de vie de 99 ans à compter du 20 novembre 2004, soit jusqu'au 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 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" du Document d'enregistrement universel 2021.

7.2.2 CONTRATS EN COURS À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2021 ET FINALISÉS EN 2022

Contrat de cession des activités d'EQUANS – voir Note 4.1.2 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 4.3 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

7.2.3 CONTRATS SIGNÉS POSTÉRIEUREMENT À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2021

Néant.

7.2.4 CONTRATS FINALISÉS EN 2022

Néant.

7.2.5 CONTRATS EN COURS À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2022

Néant.

7.2.6 CONTRATS SIGNÉS POSTÉRIEUREMENT À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2022N

Non significatif.

7.2.7 CONTRATS D'EMPRUNT ET DE FINANCEMENT

Voir Notes 14.2.3, 14.2.4 et 16.2 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 23 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 2023
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)
CO_2 éq.	Equivalent dioxyde de carbone
G	Giga (milliard)
GBq	Giga becquerel
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

AGM : Assemblée Générale Mixte

AMF : Autorité des marchés financiers

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)

C

Capex : *Capital expenditures* (dépenses d'investissement)

CEE : Comité d'Entreprise Européen

CEE : Certificat d'économie d'énergie

CEEDD : Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

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

CNRG : Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

CRE : Commission de Régulation de l'Énergie – voir Glossaire

CRM : *Capacity Remuneration Mechanism* – voir Glossaire

CSE : Comité Social et Économique

CSIT : Comité de la Stratégie, des investissements et des Techniques

CSP : Centre de Services Partagés

D

DBOO : *Design Build Own Operate*

DBSO : *Develop Build Share Operate*

DPEF : Déclaration de performance extra-financière

E

E&P : Exploration-Production d'hydrocarbures

EBITDA : *Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization* – voir Glossaire

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, etc.

ERM : *Enterprise Risk Management* (gestion des risques de l'entreprise)

EUA : *European Union Allowance* (droits d'émission européens)

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*

N

NO_x : Oxyde d'azote

O

OCDE : Organisation de coopération et de développement économiques

ODD : Objectifs de Développement Durable

ONDRAF : Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles ichies

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

SBTi : *Science-Based Targets initiative*

SER : Source d'Énergie Renouvelable

SI : Système d'Information

SO_2 : Dioxyde de soufre

SRV : *Shuttle Regasification Vehicle* – voir Glossaire

T

TCFD : Task Force on Climate-related Financial Disclosures

TGV : Turbine Gaz-Vapeur (ou CCGT pour *Combined Cycle Gas Turbine*)

TMO : Taux Mensuel Obligataire

TSR : *Total Shareholder Return* – voir Glossaire

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 décembre 2022.

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 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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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	52, 71, 121, 159, 204, 205, 213, 238, 253, 275; 279, 315, 327, 362
Actionnariat	67, 101, 114, 115, 175, 207, 211, 213
Actions de Performance	14; 115, 146, 149, 176, 181, 186, 188, 196, 199, 200, 204, 207, 355, 393, 432
Administrateur	61, 63, 69, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 157, 159, 160, 161, 163, 164, 166; 167 170, 174
Assemblée Générale	8, 11, 19, 21, 68, 69, 115, 144, 149, 150, 151, 154, 164, 169, 170 à 210, 225, 340
Assurances	25, 43, 46, 54, 55, 56, 62, 63, 65, 67, 69, 116, 124, 125, 127, 144, 145, 210, 219, 223, 369
Capital social	199, 205, 206, 207, 208, 211, 212, 213, 214, 239, 290, 339, 340, 391, 437
Capitaux propres	20, 71, 215, 244, 245, 248, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 258, 262, 264, 267, 270, 277, 279, 280, 291, 294, 308 à 325, 332, 339, 340, 346, 391, 432
Cessions	14, 27, 47, 55, 70, 71, 121, 180, 192, 227, 228, 237, 239, 240, 244, 253, 266, 272, 273, 279, 285, 289, 290, 304, 309, 311, 315, 327, 328, 374, 378, 382, 382, 406, 416
Changement climatique	21, 23, 26, 33, 51, 68, 69, 70, 71, 75, 76, 79, 80, 81, 83, 84, 85, 95, 123, 182, 300, 347, 432
Code Afep-Medef	150, 152, 153, 170, 171, 172, 185, 186, 191, 194, 196, 209, 429
Comité Exécutif	21, 45, 63, 64, 68, 105, 106, 112, 155, 156, 157, 158; 164, 165, 174, 181, 184, 198, 281, 303
Commissaires aux comptes	2, 8, 64, 67, 116, 121, 122, 124, 125, 127, 144, 145, 146, 178, 179, 182, 204, 209, 210, 216, 222, 254, 363, 369, 370, 421
Conflits d'intérêts	100, 135, 170, 173, 174, 204, 265, 432
Conseil d'Administration	8, 19, 45, 63 à 69, 99, 105, 115, 118, 120, 133, 143 à 161, 170 à 196
Contrôle interne	2, 43, 56, 60 à 65, 95, 100, 133, 135, 137, 138, 142 à 148, 179, 363, 367, 368 à 370, 421
Conventions réglementées	2, 149,170, 179, 204, 205, 210, 432, 436, 440
Dette financière	71, 228, 271, 314, 357, 432
Développement durable	22, 68, 69, 92, 118, 120, 131, 133, 139, 145, 146, 152, 155, 156, 158, 159, 160, 177, 428
Direction Générale	2, 11, 59, 62, 63, 64, 65, 68, 121, 147, 149, 150, 155, 164, 173, 175, 181, 184, 185, 432, 436
Diversité	18, 63, 68, 71, 75, 77, 79, 91, 93, 94, 96, 102, 105, 106, 110, 112, 119, 128, 131, 140, 197
Dividendes	49, 208, 211, 225, 244, 251, 253, 262, 271, 293, 309, 340, 362, 388
Effectifs	20, 99, 102, 103, 113, 116, 192, 258, 290, 400
Engagements hors bilan	375, 376, 380, 381, 402
État français	150, 208, 224, 356, 368, 378, 415, 419, 432
Éthique	2, 21, 32, 62, 63, 67, 68, 69, 71, 94, 105, 106, 118, 120, 133, 137, 143, 152, 155, 177, 182
Filiales	10, 62, 93, 113, 126, 197, 212, 256
Gestion des risques	17, 43, 68, 126, 132, 135, 177
Gouvernance	19, 43, 51, 57, 61, 67, 92, 98, 130, 134, 147
Impôts	47, 198, 200, 237, 271, 290
Indicateurs financiers	62, 256, 272, 274

Thèmes	Pages
Mandataires sociaux	173, 179, 183, 190, 192, 193
Notations	21, 184, 244
Président (Jean-Pierre Clamadieu)	148, 153, 183, 184
Recrutement	56, 99, 101, 105, 109
Règlement intérieur	67, 151, 168, 171, 172, 174, 182
Rémunération	20, 33, 45, 100, 103, 104, 112, 183-202
Résultat net part du Groupe	20, 226, 237, 238, 245, 261, 275, 287, 294
Retraites	52, 185, 190, 196, 346, 350
Santé-sécurité	20, 57, 92, 93, 97, 115-117, 136, 137, 140
Statuts	9, 19, 148, 171, 203, 206, 207, 422
Taxonomie	19, 49, 68-85
Transition énergétique	12, 13, 19, 25, 26, 31, 33, 34, 35, 38, 45, 48, 50, 51, 55, 66, 86, 89, 101, 102, 110, 121, 129, 175, 217, 255, 344
Trésorerie	18, 69, 177, 214, 226, 237, 238, 240, 243, 244, 246, 247, 251, 254, 261

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 2022 :

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2022		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	424
1.2 Déclaration des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	424
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	207
2.2 Démission, révocation ou non-renouvellement des contrôleurs légaux des comptes	NA		NA
3. Facteurs de risques	2	Facteurs de risque et contrôle	43
4. Informations concernant l'émetteur			
4.1 Raison sociale et nom commercial	7.1.1	Raison sociale et nom commercial	422
4.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	422
4.3 Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	1.1.2 7.1.3	Histoire et évolution de la Société Date de constitution et durée de vie	8 423
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 7.1	Présentation Informations générales concernant ENGIE et ses statuts	8 422
5. Aperçu des activités			
5.1 Principales activités	1.1.1 1.1.3 1.2 1.6	Présentation Organisation du Groupe Stratégie et objectifs Présentation des activités du Groupe	8 8 12 21
5.2 Principaux marchés	1.1.1 1.2 1.6	Présentation Stratégie et objectifs Présentation des activités du Groupe	8 12 21
5.3 Événements importants	1.6	Présentation des activités du Groupe	21
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	2.2	Facteurs de risques	45
5.6 Déclaration sur la position concurrentielle	1.1.1	Présentation	8
5.7 Investissements			
5.7.1 Principaux investissements réalisés	6.1.1.3.3	Investissements nets	240
5.7.2 Principaux investissements en cours	1.2 1.6	Stratégie et objectifs Présentation des activités du Groupe	12 21
5.7.3 Co-entreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	6.2.2	Comptes consolidés – Note 2 (Principales filiales au 31 décembre 2022) et Note 3 (Participations dans les entreprises mises en équivalence)	256 260

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2022		Page
5.7.4 Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.5	Informations environnementales	120
6. Structure organisationnelle			
6.1 Description sommaire du Groupe	1.1.3	Organisation du Groupe	9
6.2 Liste des filiales importantes	6.2.2	Comptes consolidés – Note 2 (Principales filiales au 31 décembre 2022)	256
7. Examen de la situation financière et du résultat	6.1.1	Rapport d'activité	226
7.1 Situation financière	6.1.1.3	Évolution de l'endettement financier net	238
	6.1.1.4	Autres postes de l'état de la situation financière	242
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	226
7.1.2 Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	1.3	Recherche, technologies, et innovation	13
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 13.2.4 (Information sur les frais de recherche et développement)	298
7.2 Résultats d'exploitation			
7.2.1 Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquentsou nouveaux développements	6.1.1.1	Résultats ENGIE 2022	226
	6.1.1.2	Autres éléments du compte de résultat	237
7.2.2 Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	6.1.1.1	Résultats ENGIE 2022	226
	6.1.1.2	Autres éléments du compte de résultat	237
8. Trésorerie et capitaux			
8.1 Informations sur les capitaux	6.1.1.4	Autres postes de l'état de la situation financière	242
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 14.3.1 (Endettement financier net par nature)	312
		Note 16 (Éléments sur les capitaux propres)	337
		Note 5.4 (Capitaux engagés industriels)	276
8.2 Flux de trésorerie	6.1.1.3	Évolution de l'endettement financier net	238
8.3 Besoins de financement et structure de financement	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	244
	5.2	Titres non représentatifs du capital	212
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 14 (Instruments financiers)	306
8.4 Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.2	Restriction à l'utilisation des capitaux	244
8.5 Sources de financement attendues	6.1.2.3	Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	244
9. Environnement réglementaire	1.6	Présentation des activités du Groupe	21
	2.2.1	Risques politiques et réglementaires	45
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	226
10.2 Tendances susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2023-2025	229

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2022		Page
11. Prévisions ou estimations du bénéfice			
11.1 Prévision ou estimation du bénéfice	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2023-2025	227
11.2 Déclaration énonçant les principales hypothèses	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2023-2025	227
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* 2023-2025	227
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 4.3	Organes de Gouvernance Direction Générale	148 182
12.2 Conflits d'intérêts	4.1.1.4	Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation, contrat de services et lien familiaux	168
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	183
13.2 Montant total des sommes provisionnées ou constatées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	4.4	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	183
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction			
14.1 Date d'expiration des mandats	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	148
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	203
14.3 Information sur le Comité d'Audit et le Comité de Rémunération	4.1.2.4	Les comités	175
14.4 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.2 4.6	Fonctionnement du Conseil d'Administration et de ses comités Code de gouvernement d'entreprise	171 207
14.5 Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	4.2.2	Assemblée Générale du 26 avril 2023 – Composition du Conseil d'Administration	182
15. Salariés			
15.1 Nombre de salariés	3.4.1	Données sociales	100
15.2 Participations et stock-options	4.1.1.1 4.4	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	151 183
15.3 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.4.4	Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié	112
16. Principaux actionnaires			
16.1 Actionnaires détenant plus de 5% du capital ou des droits de votes	5.1.1 5.4.3	Capital social et droits de vote Franchissement de seuils légaux	210 222
16.2 Existence de droits de vote différents	5.1.1.3 5.4.4	Droits de vote Action spécifique	210 222
16.3 Contrôle de l'émetteur	5.4.2 5.4.4	Répartition du capital Action spécifique	221 222
16.4 Accord relatif au changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	222
17. Transactions avec des parties liées			
	4.5.2 4.7	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	203 208

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2022		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	245
	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	362
	6.4	Comptes sociaux	369
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	416
18.2 Informations financières intermédiaires	6.2	Comptes consolidés	245
18.3 Audit des informations financières annuelles historiques	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	362
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	416
18.4 Informations financières pro forma	NA		NA
18.5 Politique en matière de dividendes	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	223
18.6 Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2.2	Comptes consolidés – Note 23 (Contentieux et enquêtes)	357
	7.3	Litiges et arbitrage	423
18.7 Changement significatif de la situation financière	6.2.2	Comptes consolidés – Note 24 (Événements postérieurs à la clôture)	361
19. Informations supplémentaires			
19.1 Capital social	5.1	Informations sur le capital	210
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	210
	5.1.2	Capital potentiel et titres donnant accès au capital	210
	4.5.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	203
19.1.2 Actions non représentatives du capital	5.2	Titres non représentatifs du capital	212
19.1.3 Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	5.1.4.3	Valeur comptable et valeur nominale	212
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	222
19.1.7 Historique du capital social	5.1.3	Évolution du capital social au cours des cinq derniers exercices	211
19.2 Acte constitutif et statuts			
19.2.1 Registre et objet social	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	422
	7.1.5	Objet social	422
19.2.2 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	5.4.4	Action spécifique	222
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	206
19.2.3 Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	222
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	206
20. Contrats importants	7.2	Contrats importants	423
21. Documents disponibles	7.4	Documents accessibles au public	424

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	369
Comptes consolidés	6.2	Comptes consolidés	245
Rapport de gestion		Voir table de concordance spécifique ci-après	436
Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	424
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	416
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	362

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 6.1.1.2 6.1.1.1.2 6.1.2.1 6.2	Rapport d'activité Autres éléments du compte de résultat Perspectives et *guidance* 2023-2025 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur Comptes consolidés	226 237 227 244 245
Indicateurs clefs de performance de nature financière	1.4.3	Chiffres clés financiers 2022	18
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 2022	18
Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le Rapport de gestion est établi	6.2.2	Comptes consolidés – Note 24 (Événements postérieurs à la clôture)	361
Succursales existantes	NA	NA	
Prises de participation significatives dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	6.2.2	Comptes consolidés – Note 4 (Principales variations de périmètre)	270
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* 2023-2025	227
Activités en matière de recherche et de développement	1.3 6.2.2	Recherche, technologies, et innovation Comptes consolidés – Note 13.2.4 (Information sur les frais de recherche et développement)	13 298
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	415
Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	6.1.1.5	Comptes sociaux	243
Montant des prêts interentreprises consentis et déclaration des Commissaires aux comptes	NA	NA	NA

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
2. Contrôle interne et gestion des risques			
Description des principaux risques et incertitudes auxquels la Société est confrontée	2.2	Facteurs de risques	45
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	93
	3.3.2	Principaux risques sociétaux	95
	3.3.3	Principaux risques sociaux	96
	3.3.4	Principaux risques de Gouvernance	98
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	48
	3.3	Analyse des principaux enjeux et risques RSE	88
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	93
	3.5.4.1	Le changement climatique	121
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	43
	2.3.3	Le contrôle interne propre à l'information financière	62
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	41
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 14 (Instruments financiers)	306
		Note 15 (Risques liés aux instruments financiers)	320
Dispositif anti-corruption	3.8	Éthique et *compliance*	131
Plan de vigilance et compte rendu de sa mise en œuvre effective	3.9	Plan de vigilance	134
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	186
	4.4.2	Rémunération des mandataires sociaux au titre de 2022	192
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	186
	4.4.1.7	Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social	186
Proportion relative de la rémunération fixe et variable	4.4.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	186
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	185
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	190
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	190

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
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	4.4.2	Rémunération des mandataires sociaux au titre de 2022	192
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	NA	NA	
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 et Actions de Performance)	184
	4.4.6	Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance	197
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	151
	4.1.1.6	Situation de cumul des mandats des Administrateurs	170
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	203
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	203 208
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	
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	203
Modalités d'exercice de la direction générale	4.3	Direction Générale	182
Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	148
	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration et de ses comités	171
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	170
Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	4	Gouvernance	147
	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	171
Référence à un code de gouvernement d'entreprise et application du principe "*comply or explain*"	4.6	Code de gouvernement d'entreprise	206
Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée Générale	4.2.2	Assemblée Générale du 26 avril 2023 – Composition du Conseil d'Administration	182
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	206
Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	4.5.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	203
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	203 208
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	
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	207

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	221 222 222
Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	5.1.4 6.2.2	Rachat d'actions Comptes consolidés – Note 16 (Éléments sur capitaux propres)	211 337
État de la participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice (proportion du capital représentée)	5.4.2 3.4.4	Répartition du capital Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié	221 112
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	4.4.9	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2022	202
Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	5.4.5	Politique de distributio des dividendes	223
5. Déclaration de performance extra-financière (DPEF)			
Modèle d'affaires	3.2	Modèle d'affaires	86
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	88
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 œuvres 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	88
Résultats des politiques appliquées par la Société ou le Groupe, incluant des indicateurs clés deperformance	3.1 3.1.2 3.1.5 3.3.1 3.3.2 3.3.3 3.3.4	Responsabilité Sociétale d'Entreprise Objectifs RSE 2030 Taxonomie européenne Principaux risques environnementaux Principaux risques sociétaux Principaux risques sociaux Principaux risques de Gouvernance	66 66 68 93 95 96 98
Informations sociales (emploi, organisation du travail, santé et sécurité, relations sociales, formation, égalité de traitement)	3.4.2.3 3.4.3.1 3.4.3.2 3.4.3.4 3.4.4 3.4.5 3.4.7	Diversité et inclusion La Formation et le Développement La politique Talents Recrutement et marque employeur Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié Dialogue social Politique de santé-sécurité	103 106 108 109 112 114 115
Informations environnementales (politique générale en matière environnementale, pollution, économie circulaire, changement climatique)	2.2.2 2.2.5.2 2.2.7 3.5	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux Risque d'accident industriel Risques liés aux activités nucléaires Informations environnementales	48 54 57 118
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	125 128 130
Informations relatives à la lutte contre la corruption	3.3.4 3.8	Principaux risques de gouvernance - risque U Éthique et *compliance*	98 131

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Informations relatives aux actions en faveur des droits de l'homme	3.3.4	Principaux risques de gouvernance - risque X	98
	3.8.2	Evaluation des risques	132
	3.9.1	Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement	135
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.	2.2.2.2	Risques d'adaptation des actifs industriels	48
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	93
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	3.4.7	Politique de santé-sécurité	115
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	142
6. Autres informations			
Informations fiscales complémentaires	6.2.2	Comptes consolidés – Note 11 (Impôts)	290
Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	6.2.2	Comptes consolidés – Note 23 (Contentieux et enquêtes)	357
	7.3	Litiges et arbitrages	423

Crédits photos : Shutterstock, Ocean Winds.



Ce document est imprimé en France par un imprimeur certifié Imprim'Vert sur un papier certifié PEFC issu de ressources contrôlées et gérées durablement.

Conception & réalisation LABRADOR +33 (0)1 53 06 30 80

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

Société Anonyme au capital de 2 435 285 011 euros

Siège Social : 1 place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

542 107 651 R.C.S. Nanterre
Siret 542 107 651 12867

EXTRAIT DU PROCES-VERBAL

DE L'ASSEMBLEE GENERALE MIXTE DU 26 AVRIL 2023

.....

Délibérations relevant de la compétence de l'Assemblée Générale Ordinaire

- Approbation des opérations et des comptes annuels de l'exercice 2022 (1re résolution).
- Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2022 (2e résolution).
- Affectation du résultat et fixation du montant du dividende de l'exercice 2022 (3e résolution).

.....

- Pouvoirs pour l'exécution des décisions de l'Assemblée Générale et pour les formalités (17e résolution).

.....

PREMIÈRE RÉSOLUTION

Approbation des opérations et des comptes annuels de l'exercice 2022

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées Générales Ordinaires, après avoir pris connaissance des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2022, du rapport de gestion du Conseil d'Administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels, approuve les comptes de l'exercice social clos le 31 décembre 2022 tels qu'ils lui ont été présentés ainsi que les opérations traduites dans ces comptes ou résumées dans ces rapports, et desquels il résulte, pour ledit exercice, un bénéfice net d'un montant de 1 697 233 422,41 euros.

En application des dispositions de l'article 223 *quater* du Code général des impôts, l'Assemblée Générale prend acte que le montant global des dépenses et charges visées au paragraphe 4 de l'article 39 du Code général des impôts s'est élevé à 1 257 882,84 euros au cours de l'exercice écoulé.

Cette résolution est adoptée à 99,91% des voix présentes et représentées.

2 485 894 685 Voix pour *2 268 571 Voix contre* *6 466 879 Abstentions*

DEUXIÈME RÉSOLUTION

Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2022

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées Générales Ordinaires, après avoir pris connaissance des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022, du rapport de gestion du Conseil d'Administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés, approuve les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 tels qu'ils lui ont été présentés ainsi que les opérations traduites dans ces comptes ou résumées dans ces rapports.

Cette résolution est adoptée à 99,93% des voix présentes et représentées.

2 492 466 350 Voix pour *1 788 908 Voix contre* *379 867 Abstentions*

Affectation du résultat et fixation du montant du dividende de l'exercice 2022(Résolution 3)

TROISIÈME RÉSOLUTION

Affectation du résultat et fixation du montant du dividende de l'exercice 2022

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées Générales Ordinaires décide, sur proposition du Conseil d'Administration d'affecter le bénéfice de l'exercice de la manière suivante :

	En euros
Résultat de l'exercice 2022	1 697 233 422,41
Report à nouveau antérieur	0
Autres réserves	0
Primes d'émission, d'apport et de fusion	25 667 417 716,59
Total distribuable	**27 364 651 139,00**
Affectation :	
• Dividende total distribué au titre de l'exercice 2022 (y compris le dividende majoré) (1):	3 448 955 794,06
• Report à nouveau	0
Le montant total du dividende distribué au titre de l'exercice 2022, soit	**3 448 955 794,06**
sera prélevé comme suit :	
• sur le résultat de l'exercice écoulé à concurrence de	1 697 233 422,41
• sur la prime de fusion à concurrence de	1 751 722 371,65

(1) *Sur la base du nombre d'actions composant le capital social au 31 décembre 2022, soit un total de 2 435 285 011 actions, dont 282 548 419 actions inscrites au nominatif au 31 décembre 2022, donnant droit à la majoration de 10% du dividende après application du plafond de 0,5% du capital social par actionnaire.*

L'Assemblée Générale fixe, en conséquence, le dividende pour l'exercice 2022 à 1,40 euro par action.

Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende soit 0,14 euro par action, sera attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2022 et qui resteront inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'au 3 mai 2023, date de la mise en paiement du dividende. Cette majoration ne pourra pas porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital social.

Lors de la mise en paiement, le dividende correspondant aux actions propres détenues par la Société sera affecté au poste « Autres réserves ».

De même, si certaines des 282 548 419 actions inscrites au nominatif et ayant droit à la majoration du dividende au 31 décembre 2022 ont cessé d'être inscrites au nominatif entre le 1er janvier 2023 et le 3 mai 2023, le montant de la majoration du dividende correspondant à ces actions sera affecté au poste « Autres réserves ».

Le dividende à payer ainsi que la majoration de 10% du dividende pour les actions en bénéficiant seront détachés le 28 avril 2023 et mis en paiement en numéraire le 3 mai 2023.

Les actionnaires sont informés que, dans les conditions définies par les lois et règlements en vigueur, l'intégralité de ce dividende brut est soumis à un prélèvement forfaitaire unique au taux de 30% incluant 12,8% au titre de l'impôt sur le revenu et 17,2% au titre des prélèvements sociaux, sauf option expresse et irrévocable pour le barème progressif de l'impôt sur le revenu qui aurait dans ce cas vocation à s'appliquer à l'ensemble des revenus du capital perçus en 2022. En cas d'option pour le barème progressif, cette option ouvrira droit à l'abattement proportionnel de 40% prévu au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts. Ce régime est applicable aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France.

Conformément aux exigences de l'article 243 bis du Code général des impôts, l'Assemblée prend acte des dividendes distribués au titre des trois exercices précédents comme suit :

Exercice	Nombre d'actions rémunérées *(en millions d'euros)*	Sommes réparties *(montant global)* *(en millions d'euros)*	Dividende net *(montant par action)* *(en euros)*
2019	0 (1)	0	0
2020 (2)	2 413 (3)	1 291	0,53
2021 (2)	2 424 (4)	2 060	0,85

(1) Compte tenu de la crise sanitaire mondiale liée à l'épidémie de la Covid-19, l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020 a décidé de ne pas distribuer de dividende au titre de l'exercice 2019.
(2) Conformément aux exigences de l'article 243 bis du Code général des impôts, les distributions au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2020 étaient éligibles au taux global de 30% (soit 12,8% au titre de l'impôt sur le revenu et 17,2% au titre des prélèvements sociaux), sauf option pour le barème progressif de l'impôt sur le revenu qui ouvrait droit à l'abattement proportionnel de 40% prévu au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts.
(3) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du dividende 2020 en mai 2021.
(4) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du dividende 2021 en avril 2022.

Cette résolution est adoptée à 99,31% des voix présentes et représentées.

2 402 265 604 Voix pour *92 168 368 Voix contre* *210 240 Abstentions*

.....

Pouvoirs pour formalités (Résolution 17)

DIX-SEPTIÈME RESOLUTION

Pouvoirs pour l'exécution des décisions de l'Assemblée Générale et pour les formalités

L'Assemblée Générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de la présente Assemblée pour effectuer tous dépôts et formalités où besoin sera.

Cette résolution est adoptée à 99,99% des voix présentes et représentées.

2 493 949 866 Voix pour *281 200 Voix contre* *244 247 Abstentions*

.....

CERTIFIE CONFORME A L'ORIGINAL

Le Secrétaire du Conseil d'Administration

François-Régis Mouret